



Heleno da Luz Monteiro Sanches

Licenciado em Engenharia Electrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia

Optimização do Despacho e Reserva Girante em Sistemas Eléctricos Híbridos

Estudo de caso: Sistema Eléctrico da Ilha de Santiago em Cabo Verde

Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Energias Renováveis – Conversão Eléctrica e Utilização Sustentáveis

Orientador: Doutor João Murta Pina, FCT/UNL

Co-orientador: Mestre Pedro Ribeiro Pereira, FCT/UNL

Júri:

Presidente: Prof. Doutor Luís Filipe Figueira de Brito Palma

Arguente: Prof. Doutor João Francisco Alves Martins



FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

Dezembro de 2012

HELENO DA LUZ MONTEIRO SANCHES

**LICENCIADO EM ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA – SISTEMAS
ELÉCTRICOS DE ENERGIA**

**OPTIMIZAÇÃO DO DESPACHO E RESERVA GIRANTE EM
SISTEMAS ELÉCTRICOS HÍBRIDOS**

**ESTUDO DE CASO: SISTEMA ELÉCTRICO DA ILHA DE SANTIAGO EM
CABO VERDE**

**DISSERTAÇÃO PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENERGIAS
RENOVÁVEIS – CONVERSÃO ELÉCTRICA E UTILIZAÇÃO
SUSTENTÁVEIS**

ORIENTADOR: DOUTOR JOÃO MURTA PINA, FCT/UNL

CO-ORIENTADOR: MESTRE PEDRO RIBEIRO PEREIRA, FCT/UNL

Optimização do Despacho e Reserva Girante em Sistemas Eléctricos Híbridos. Estudo de Caso:
Sistema Eléctrico Híbrido da Ilha de Santiago em Cabo Verde

Copyright © Heleno da Luz Monteiro Sanches, FCT-UNL

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objectivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

“ A esperança adquire-se. Chega-se à esperança através da verdade, pagando o preço de repetidos esforços e de uma longa paciência. Para encontrar a esperança é necessário ir além do desespero. Quando chegamos ao fim da noite, encontramos a aurora ”

(Georges Bernanos)

Agradecimentos

Agradecer em particular a todos aqueles que de uma forma ou outra contribuíram para a realização desta dissertação não é tarefa fácil, visto que se corre sempre o risco de deixar alguém de fora. Portanto, eu não quero deixar ninguém de fora. Como tal, quero agradecer a todos meus amigos que contribuíram com a sua amizade e sugestões efectivas para realização deste trabalho.

Gostaria de agradecer em particular à minha família pelo apoio, incentivo e inspiração ao longo deste percurso.

Aos meus pais por me terem dado apoio e incentivo em todas as minhas decisões ao longo de toda a minha vida, principalmente nesta etapa.

Ao meu filho, ao qual tive que afastar fisicamente por mais dois anos, faltando-lhe assim a presença física do pai. Neste sentido, dedico-lhe este trabalho como exemplo de que, mesmo nos momentos difíceis e controversos, a perseverança alcança os seus frutos.

Também quero agradecer ao meu orientador, Professor João Murta Pina, não só por ter aceite a orientação da minha dissertação mas também pela ajuda em todo o seu processo. De igual modo quero agradecer também ao meu co-orientador, Professor Pedro Pereira, pela sua disponibilidade e envolvimento permanente em todo processo.

Meu muito obrigado!



Gostaria de agradecer também em particular à Fundação Calouste Gulbenkian pelo financiamento através de uma Bolsa de Mestrado

Resumo

Com os avanços conseguidos no campo de tecnologias de conversão de energias renováveis nos últimos 20 anos, e as escaladas no preço do petróleo dos últimos anos, tornou-se mais atractivo investir em tecnologias de conversão de energias renováveis, principalmente em sistemas eléctricos isolados de elevada disponibilidade de recursos renováveis, como é o caso do sistema eléctrico da ilha de Santiago em Cabo Verde, onde aumentou-se consideravelmente a penetração renovável nos últimos três anos.

Contudo, sobretudo devido à variabilidade dos recursos e produção renovável, o aumento destas fontes nos sistemas eléctricos isolados acrescenta também desafios à tomada de decisão de optimização do despacho e reserva girante. Assim, é apresentado nesta dissertação um sistema inteligente que se baseia na lógica difusa (*fuzzy logic*) e sistema neuro-*fuzzy* (ANFIS) para optimizar automaticamente o despacho e reserva girante no Sistema Eléctrico Híbrido da Ilha de Santiago (SEHIS).

O sistema proposto baseia-se na previsão do consumo e produção renovável, nomeadamente a produção eólica e fotovoltaica, e despacha automaticamente os geradores a fuelóleo com base nos seus custos de produção, por forma a permitir a máxima penetração renovável, reduzindo assim o consumo do fuelóleo e, consequentemente, o custo de produção.

Além disso, o sistema proposto salvaguarda as restrições técnicas do sistema eléctrico, nomeadamente a reserva girante mínima necessária para fazer face à contingência ou erro de previsão, e ainda as restrições técnicas dos geradores, designadamente o limite mínimo de carga recomendado pelos fabricantes (50%), permitindo desta forma evitar a degradação da eficiência e aumento de avarias dos geradores.

Palavras-chave: Sistema Eléctrico Híbrido, Lógica Difusa (*Fuzzy Logic*), Sistema Neuro-*fuzzy* (ANFIS), Despacho de Geradores, Reserva Girante.

Abstract

With development in renewables technologies in last twenty years and recent escalation in price oil, has been became more attractive to invest in renewables energies, essentially in isolated power system with good availability of renewable resources, as power system of Santiago Island in Cap-Vert, where was increased significantly the penetration of renewables energies in last three years.

However, essentially due the variability of renewable resources and production, was increased also the complexity in decision-making of dispatch optimization and spinning reserve. Therefore, this dissertation shows an intelligent system which base on the Fuzzy Logic and Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System (ANFIS) for optimize automatically the dispatch and spinning reserve in Hybrid Power System of Santiago Island.

The proposed system based on predict load and renewable production, namely the photovoltaic production and wind production, and dispatch automatically the fuel gen-sets taking into account their production costs, with main objective to accommodate maximum penetration of renewable production, so reducing the fuel consumption and, consequently, the production cost.

In addition, the proposed system guaranty the electric system constraints, namely the spinning reserve for contingency or prediction error, and also the technical constraints of gen-sets, for example, the load above the minimal recommended from manufactures (50%), and so avoiding the efficiency burn of gen-sets and increase of failure and maintenance cost.

Keywords: Hybrid Power System, Fuzzy Logic, Neuro-fuzzy (ANFIS), Dispatch of Gen-sets, Spinning Reserve.

Índice

Agradecimentos.....	i
Resumo.....	ii
Abstract	iii
Índice.....	iv
Índice de figuras	vi
Acrónimos, abreviaturas e simbologias.....	viii
Capítulo I. Introdução.....	1
1.1 Enquadramento e motivação.....	1
1.2 Objectivos	2
1.3 Contribuições originais	2
1.4 Organização da dissertação.....	3
Capítulo II. Revisão da literatura.....	5
2.1 Definição e caracterização de sistemas eléctricos híbridos.....	5
2.1.1 Definição	5
2.1.2 Caracterização	5
2.1.3 Tecnologia a fuelóleo	7
2.1.4 Tecnologia fotovoltaica	11
2.1.5 Tecnologia eólica.....	16
2.2 Controlo e operação de sistemas eléctricos híbridos	21
2.3 Pré-despacho, despacho e reserva girante em sistemas eléctricos híbridos	22
2.3.1 Definição e formulação do problema de despacho e reserva girante	22
2.3.2 Optimização do despacho.....	25
2.3.3 Optimização da reserva girante	27
Capítulo III. Metodologias.....	29
3.1 Lógica difusa (<i>fuzzy logic</i>).....	29
3.1.1 Teoria de conjunto difuso <i>versus</i> teoria clássica de conjunto.....	30
3.1.2 Fuzificação	33
3.1.3 Inferência e regras	34
3.1.4 Defuzificação.....	37
3.1.5 Configuração de um controlador <i>fuzzy</i> no Matlab.....	37
3.2 Sistema neuro- <i>fuzzy</i> (ANFIS)	41
Capítulo IV. Caracterização do sistema eléctrico híbrido da ilha de Santiago e optimização do despacho e reserva girante.....	47
4.1 Caracterização do sistema eléctrico híbrido da ilha de Santiago	47
4.1.1 Caracterização do recurso e produção eólica	50
4.1.2 Caracterização do recurso e produção fotovoltaica	54
4.1.3 Despacho e reserva girante	56
	iv

4.2	Optimização do despacho e reserva girante e análise de resultados	58
4.2.1	Despacho de geradores	61
4.2.2	Análise da reserva girante	64
4.2.3	Análise do consumo de combustível	67
4.2.4	Impacte de penetração renovável na redução do custo de produção	67
Capítulo V.	Optimização do despacho a partir do sistema proposto vs programação inteira mista	69
5.1	Despacho de geradores	69
5.2	Reserva girante	70
5.3	Custo de produção	72
Capítulo VI.	Conclusões, limitações e tópicos de investigação futura	73
6.1	Conclusões	73
6.2	Limitações.....	74
6.3	Tópicos de investigação futura	74
Referências bibliográficas	75
Anexo 1	Formulação matemática do problema de otimização no Gams	80

Índice de figuras

Fig. 1: Esquema de um sistema a fuelóleo [1]	7
Fig. 2: Curva do consumo e eficiência de um gerador a fuelóleo/diesel [7]	8
Fig. 3: Curva característica de um regulador <i>droop</i>	10
Fig. 4: Controlo da potência reactiva em função do estatismo da tensão [1]	11
Fig. 5: Controlo da potência activa em sistemas fotovoltaicos em função da frequência da rede, adaptada de [12]	14
Fig. 6: Controlo da potência reactiva em sistemas fotovoltaicos de grande dimensão [12]	15
Fig. 7: Controlo da potência reactiva em sistemas fotovoltaicos de pequena dimensão [12]	15
Fig. 8: Esquema de um aerogerador [14]	16
Fig. 9: Curva de potência de uma turbina eólica [17]	18
Fig. 10: Esquema de um controlador fuzzy (FLC) [50]	30
Fig. 11: Função característica da teoria clássica de conjunto [55]	31
Fig. 12: Função de pertença da teoria de conjunto difuso [55]	31
Fig. 13: Universo de discurso da produção eólica	32
Fig. 14: Operação de intersecção de conjuntos <i>fuzzy</i>	32
Fig. 15: Operação de união de conjuntos fuzzy	33
Fig. 16: Modelo de inferência Mamdani	35
Fig. 17: Modelo de inferência Takagi-Sugeno [54]	36
Fig. 18: <i>Toolbox fuzzy</i> de Matlab	38
Fig. 19: Etapa de fuzificação de entradas de controlador Takagi-Sugeno.	39
Fig. 20: Bloco de regras e inferência de um controlador Takagi-Sugeno	39
Fig. 21: Configuração de saída de um controlador tipo Takagi-Sugeno no <i>Matlab</i>	40
Fig. 22: Cálculo da potência térmica necessária a partir dum controlador do tipo Takagi-Sugeno	40
Fig. 23: Estrutura de sistema neuro- <i>fuzzy</i> (ANFIS). Fonte [55]	41
Fig. 24: Toolbox ANFIS de Matlab	43
Fig. 25: Erro de treinamento de sistema ANFIS aceitável	44
Fig. 26: <i>Overfitting</i> de um modelo ANFIS	45
Fig. 27: Validação de modelo ANFIS	46
Fig. 28: Mapeamento do sistema eléctrico da ilha de Santiago em 2011 [56]	47
Fig. 29: Diagrama de carga do sistema eléctrico da ilha de Santiago (2009). Dados da Electra	48
Fig. 30: <i>Mix</i> electroprodutor da ilha de Santiago para 2012	49
Fig. 31: Diagrama de carga prevista para Dezembro 2012, com base na informação da Electra.	50
Fig. 32: Frequências de velocidades do vento no Ilhéu de São Filipe – cidade da Praia	51
Fig. 33: Função distribuição de Weibull do vento no Monte/Ilhéu de São Filipe	52
Fig. 34: Função de distribuição de Weibull para cada mês no Monte de São Filipe	52
Fig. 35: Impacte esperado da produção eólica no consumo de Dezembro 2012	53

Fig. 36: Irradiação mensal no parque fotovoltaico da cidade da Praia.....	54
Fig. 37: Produção mensal média do parque fotovoltaico do Palmarejo	55
Fig. 38: Impacte expectável da produção fotovoltaica no consumo de Dezembro de 2012	56
Fig. 39: Penetração renovável expectável para Dezembro de 2012.....	57
Fig. 40: Sistema proposto para optimização automática do despacho e reserva girante.....	60
Fig. 41: Despacho com produção eólica indisponível e produção fotovoltaica indisponível	62
Fig. 42: Despacho com produção fotovoltaica disponível e produção eólica indisponível	63
Fig. 43: Despacho com produção eólica disponível e produção fotovoltaica indisponível	63
Fig. 44: Despacho com produção eólica disponível e produção fotovoltaica disponível.....	64
Fig. 45: Reserva girante para o despacho sem produção renovável.....	65
Fig. 46: Reserva girante para o despacho com produção renovável	66
Fig. 47: Consumo do combustível para o despacho com e sem produção renovável	67
Fig. 48: Impacte de produção renovável na redução do custo horário de produção	68
Fig. 49: Impacte de produção renovável na redução do custo médio da energia	68
Fig. 50: Despacho de geradores sem produção renovável a partir de programação inteira mista.....	69
Fig. 51: Despacho de geradores sem produção renovável a partir do sistema proposto	70
Fig. 52: Comparação da reserva girante entre o sistema proposto <i>versus</i> programação inteira mista ..	71

Acrónimos, abreviaturas e simbologias

Acrónimos

ANFIS	Redes adaptativas (ANFIS- <i>Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System</i>)
BT:	Baixa Tensão
DC:	Corrente Contínua (DC- <i>Direct Current</i>)
FLC:	Controlador Fuzzy (FLC- <i>Fuzzy Logic Controller</i>)
FV:	Fotovoltaicos
MPPT:	Seguidor do ponto de máxima potência (MPPT- <i>Maximum Power Point Tracker</i>)
MT:	Média Tensão
NOCT	Temperatura Nominal da Célula durante Operação (NOCT- <i>Nominal Operation Cell Temperature</i>)
SEE:	Sistemas Eléctricos de Energia
SEH:	Sistemas Eléctricos Híbridos
SEHIS:	Sistema Eléctrico Híbrido da Ilha de Santiago
STC:	Condições de Testes e Referências (STC- <i>Standard Test Conditions</i>)

Abreviaturas e simbologias

a	Coeficiente quadrático da função do custo de produção de gerador
A	Área varrida pelas pás do rotor em m^2
b	Coeficiente linear da função do custo de produção de gerador
c	Coeficiente fixa da função do custo de produção de gerador
C	Factor de escala da função densidade de probabilidade de Weibull em m/s
CF	Factor de capacidade (CF - <i>Capacity Factor</i>)
C_p	Coeficiente de potência da turbina eólica (adimensional)
CST_i	Custo de arranque a frio do gerador i
D	Diâmetro do rotor em m
E	Energia em MWh
f	Frequência nominal em Hz
f_{FV}	Factor de degradação da potência
f_{rede}	Frequência da rede em Hz
F	Consumo do fuelóleo em lh
$F(P_i)$	Função objectivo de minimização do problema de despacho económico
$F_i(P_i^t)$	Função de custo do gerador i – <i>ésimo</i> quando fornece a potência P_i^t
G_T	Irradiância/insolação em W/m^2
$G_{T,STC}$	Insolação nas condições de testes e referências ($1000 W/m^2$)
h_v	Função densidade de probabilidade
H	Altura em m
H_0	Altura de medição do vento em m
HST_i	Custo de arranque a quente do gerador i
$I_{méd.}$	Irradiação média em kWh/m^2
K	Factor de forma da função densidade de probabilidade de Weibull
K_v	Estatismo da tensão em $-\Delta Q/\Delta U$

LHV_{fuel}	Poder calorífico inferior do combustível em MJ/kg
$Min F(P_i^t, U_{i,t})$	Função Objectivo de minimização do problema do pré-despacho
N	Número de geradores
$NOCT$	Temperatura nominal da célula na operação em °C
$P_{effect.}$	Potência efectiva em MW ou kW
P_{FV}	Potência fotovoltaica instantânea em MW
P_g	Potência gerada do gerador em MW ou kW
P_i	Potência gerada pelo gerador i – <i>ésimo</i>
$P_{inst.}$	Potência instalada em MW
$P_{i,m\acute{a}x}$	Potência nominal do i – <i>ésimo</i> gerador, em MW
$P_{i,min}$	Potência mínima do i – <i>ésimo</i> gerador, em MW
P_i^t	Potência gerada pelo gerador i – <i>ésimo</i> no subintervalo t
P_L^t	Consumo previsto no subintervalo t , em MW
P_{Loss}	Perdas totais na transmissão em MW
P_{med}	Potência média
P_n	Potência nominal
Q	Potência reactiva em MVar
Q_m	Potência reactiva máxima em MVar
Q_n	Potência reactiva nominal em MVar
R^t	Reserva girante no subintervalo t , em MW
rpm	Rotação por minuto
S_g	Estatismo do gerador em MW/Hz
$ST_{i,t}$	Custo de arranque do gerador i no subintervalo t
T	Período em horas
T_{amb}	Temperatura instantânea em °C
T_C	Temperatura das células nas condições reais em °C
$T_{C,STC}$	Temperatura da célula nas condições STC em °C
$T_{i,cold}$	Tempo de arranque a frio do gerador i , em horas
$T_{i,Down}$	Tempo mínimo de paragem do gerador i , em horas
$T_{i,off}$	Tempo de paragem continua do gerador i , em horas
$U_{i,t}$	Estado on/off de i – <i>ésimo</i> gerador no subintervalo t : On $U_{i,t} = 1$; off $U_{i,t} = 0$
v	Velocidade em m/s
v_i	Velocidade do vento partir do qual a turbina começa a produzir
v_n	Velocidade do vento partir do qual a turbina esta à potência máxima
v_0	Velocidade do vento medida
v_{out}	Velocidade do vento a partir do qual a turbina é desconectada da rede
Y_N	Potência nominal do sistema fotovoltaico em MW
Z	Comprimento de rugosidade
γ	É o quociente entre a velocidade nas pontas das pás e velocidade do vento
Δf	Desvio da frequência em relação à nominal em Hz
ΔP	Desvio da potência em MW
ΔQ	Variação da potência reactiva
ΔV	Variação da tensão
η_g	Rendimento de equipamentos eléctricos
η_g	Rendimento do gerador em %
η_{global}	Rendimento global do sistema

η_m	Rendimento mecanismo da caixa de velocidade
ρ	Densidade do ar em kg/m ³
σ_{fuel}	Massa volúmica do fuelóleo em kg/m ³
ρ_0	Densidade de referência ao nível do mar (1,225 kg/m ³ : Para 15 °C e 1 atm)

Capítulo I. Introdução

1.1 Enquadramento e motivação

Tradicionalmente, os sistemas eléctricos instalados nas ilhas têm sido baseados apenas em grupos a fuelóleo e/ou diesel para satisfazerem as suas necessidades de energia eléctrica, e, sobretudo por esta razão, apresentam um elevado custo de produção. Além disso, com as escaladas no preço do petróleo dos últimos anos, estes têm sofrido cada vez mais uma pressão exacerbada sobre os seus custos de produção. Entretanto, com o desenvolvimento das tecnologias de conversão de energias renováveis nos últimos 20 anos, a alternativa Sistema Eléctrico Híbrido (SEH), ou seja, a combinação de sistemas de conversão de energia não renovável (a fuelóleo) com sistemas de conversão de energias renováveis – e.g., sistemas eólicos e/ou fotovoltaicos – tem-se afirmado cada vez mais como uma opção de viabilidade económica para estes sistemas.

Todavia, em termos técnicos, os SEH são caracterizados como de redes fracas (e.g., poucos geradores e reserva girante), nos quais são frequentes perturbações (e.g., desvio da frequência, desvio da tensão etc.), sobretudo devido à volatilidade do consumo e/ou da produção renovável [1]. Nesta perspectiva, à medida que se aumenta a penetração renovável aumenta também os desafios de controlo e operação do sistema, nomeadamente os de segurança e fiabilidade do sistema, os de violação dos limites mínimos de carga dos geradores e ainda os de qualidade da energia.

Portanto, em SEH de elevada penetração renovável, como é o caso do Sistema Eléctrico Híbrido da Ilha de Santiago (SEHIS) em Cabo Verde, onde a penetração instantânea máxima é à volta de 50%, por forma a estabelecer adequadamente o compromisso entre os desafios económicos e técnicos referidos nos parágrafos anteriores, torna-se vital apoiar em ferramentas computacionais de tomada de decisão para otimizar a operação técnica-económica do sistema, designadamente a optimização do despacho e reserva girante, a partir do qual é possível tirar o máximo proveito da produção renovável disponível em cada instante, enquanto salvaguarda-se as restrições técnicas do sistema e geradores.

Para tal, foi proposto nesta dissertação um sistema inteligente, que se baseia na Lógica Difusa e Sistema Neuro-*fuzzy* (ANFIS), para otimizar automaticamente o despacho e reserva girante em SEH, principalmente dos sistemas de elevada penetração renovável como é o caso do SEHIS. O sistema recebe informações relativas à previsão do consumo e produção renovável, e despacha automaticamente os geradores térmicos por forma a permitir a máxima penetração de produção renovável previsível, enquanto salvaguarda-se as restrições técnicas do sistema e geradores, nomeadamente o balanço de potência, a reserva girante, os limites mínimos e máximos de carga de geradores etc..

1.2 Objectivos

O objectivo principal desta dissertação é apresentar um sistema inteligente que visa otimizar o despacho e reserva girante em SEH com base na previsão do consumo e produção renovável. O sistema deve permitir, por um lado, a máxima penetração renovável, reduzindo assim o consumo do fuelóleo e, conseqüentemente, o custo de produção, e, por outro lado, salvaguardar todas as restrições técnicas do sistema e geradores. Assim, modelizou-se e implementou-se no Matlab-Simulink o estudo de caso (o actual SEHIS).

Pretende-se ainda, com base nos resultados do estudo de caso (SEHIS), analisar se o despacho de geradores satisfaz todas as restrições tido em consideração no treinamento e implementação do sistema, analisar os períodos do despacho onde a reserva girante possa ser inefectiva, analisar o impacto da produção renovável na redução do consumo de combustível e custo de produção, e também comparar os resultados obtidos com outra técnica de optimização, nomeadamente a Programação Inteira Mista (PIM).

1.3 Contribuições originais

Nesta dissertação apresenta-se um sistema de optimização automática do despacho e reserva girante de sistemas eléctricos híbridos baseando em técnicas de inteligência artificial, designadamente a lógica difusa e o sistema neuro-*fuzzy*. Na implementação e modelização do sistema proposto introduziu-se, basicamente, duas inovações em relação a outros estudos publicados sobre a matéria, por exemplo, referidos no 2.3.

- 1) Introduziu-se um controlador *fuzzy* do tipo Takagi-Sugeno de entradas consumo de energia previsto e produção renovável prevista, e saída “potência térmica” a distribuir entre geradores convencionais, resultante da subtracção ao consumo previsto a produção renovável prevista em cada instante. A partir deste controlador despacha-se em cada instante os geradores convencionais estritamente necessários para satisfazer a procura de energia e necessidade da reserva girante no sistema, permitindo assim reduzir o risco de submeter geradores convencionais a regime de carga inferior ao mínimo recomendado pelos fabricantes.
- 2) Introduziu-se um controlador neuro-*fuzzy* para o despacho de geradores, substituindo assim o controlador *fuzzy* clássico que tem sido frequentemente utilizado. Este controlador, associado a cada um dos geradores convencionais do sistema electroprodutor, visa despachar os geradores conforme a informação à sua entrada proveniente do controlador *fuzzy* referido anteriormente. A principal vantagem de um controlador neuro-*fuzzy*, comparativamente com o controlador *fuzzy* de sistema de inferência do tipo Mamdani (clássico), é que permite controlar o nível de carga dos geradores de forma mais rigorosa.

1.4 Organização da dissertação

Além do capítulo introdutório, Capítulo I, que corresponde a este capítulo, esta dissertação encontra-se dividida em cinco capítulos, cujos conteúdos serão resumidamente descritos de seguida.

No capítulo II, revisão da literatura, encontra-se definido e caracterizado de forma genérica os SEH, dando particular atenção às principais tecnologias de conversão de energia coexistentes no sistema em estudo, nomeadamente a tecnologia a fuelóleo, a tecnologia fotovoltaica e a tecnologia eólica. Também foi caracterizado o controlo e operação em SEH, e ainda os principais métodos e estratégias utilizados na optimização do despacho e reserva girante em sistemas eléctricos.

No capítulo III encontra-se descrita a metodologia utilizada na abordagem do problema em estudo. A metodologia baseia-se nas técnicas da Inteligência Artificial (IA), nomeadamente a lógica difusa (*Fuzzy Logic*) e o sistema neuro-fuzzy, que serviram de base para a configuração e o treinamento dos dois tipos de controladores que constituem o sistema proposto de optimização do despacho e reserva girante de SEH. Além disso, introduziu-se também as teorias do conjunto difuso subjacentes as técnicas da lógica difusa e sistema neuro-fuzzy, bem como às configurações dos controladores *Fuzzy Logic* e sistema neuro-fuzzy no Matlab-Simulink.

No capítulo IV, em primeiro lugar, encontra-se caracterizado o Sistema Eléctrico Híbrido da Ilha de Santiago (SEHIS), que serviu do estudo de caso desta dissertação, dando particular atenção aos sistemas de conversão de energias renováveis disponíveis e a forma como é efectuada a optimização do despacho e reserva girante, e, de seguida, modelou-se e implementou-se no Matlab-Simulink o estudo de caso. Por último, apresentou-se e analisou-se os principais resultados obtidos, designadamente o despacho de geradores, a efectividade da reserva girante, o consumo de combustível e o impacte da produção renovável na redução do custo de produção.

No capítulo V utilizou-se GAMS (*General Algebraic Modeling System*), que é uma ferramenta computacional a partir do qual se pode formular de forma clássica (matematicamente) o problema de optimização do despacho e reserva girante em sistemas eléctricos, por forma a comparar o resultado do sistema proposto com uma técnica clássica. Na formulação do problema no GAMS utilizou-se a técnica clássica Programação Inteira Mista (PIM). Neste sentido, comparou-se os principais resultados, como sejam, o despacho de geradores propriamente dito, a reserva girante e o custo de produção diário.

No capítulo VI apresenta-se as principais conclusões do trabalho, as limitações no desenvolvimento do mesmo e ainda as pistas para investigação futura.

Capítulo II. Revisão da literatura

Neste capítulo pretende-se rever a literatura relacionada com o tema da dissertação, procurando definir e caracterizar os sistemas eléctricos híbridos em estudo, caracterizar as principais tecnologias de conversão de energia coexistentes nestes sistemas, e ainda descrever as principais técnicas de controlo, operação e optimização do despacho e reserva girante nestes sistemas.

2.1 Definição e caracterização de sistemas eléctricos híbridos

A revisão da literatura permitiu verificar que há uma grande diversidade de Sistemas Eléctricos Híbridos (SEH), tais como: os instalados nas ilhas, os instalados em locais remotos, os constituídos com diferentes tecnologias de conversão de energia (e.g., eólica-diesel ou diesel-fotovoltaica, etc.), os com armazenamento de energia e/ou potência, etc. Por esta razão, nos subcapítulos que se seguem, define-se o SEH em estudo, descreve-se de forma generalizada os principais desafios deste sistema e ainda caracteriza-se as principais tecnologias de conversão de energia que o constitui.

2.1.1 Definição

Tradicionalmente, o conceito “sistema híbrido” tem sido utilizado para se referir aos sistemas eléctricos isolados, implantados em localidades remotas ou ilhas, onde coexiste pelo menos uma tecnologia de conversão de energias renováveis ou de armazenamento de energia em paralelo com os grupos a fuelóleo a satisfazer a necessidade da energia eléctrica no sistema. Contudo, recentemente, com o surgimento do conceito “produção distribuída” tem-se utilizado também o termo “sistema híbrido” para se referir as produções distribuídas nas grandes redes eléctricas em que se utiliza mais do que uma tecnologia de conversão de energias renováveis [2].

No âmbito desta dissertação, pretende-se com o conceito Sistemas Eléctricos Híbridos (SEH) referir-se aos sistemas eléctricos instalados nas ilhas sem interligações e armazenamento da energia eléctrica, onde coexistem três tecnologias de conversão de energia, sendo duas delas de natureza renovável – fotovoltaica e eólica - e uma de natureza não renovável (a fuelóleo).

2.1.2 Caracterização

Segundo [1], os SEH são geralmente caracterizados como sendo de redes fracas (poucos geradores e reserva girante), nos quais são frequentes perturbações (e.g., desvio da frequência, desvio da tensão etc.), sobretudo devido às variações no consumo e/ou na produção. Assim sendo, de acordo com [3], o aumento de penetração de energias renováveis nestes sistemas acrescenta desafios à segurança e fiabilidade do sistema, à violação dos limites mínimos de carga e degradação da eficiência dos geradores convencionais, e à qualidade da energia.

Todavia, sendo o custo de produção nestes sistemas relativamente elevado, principalmente devido à importação do fuelóleo, o aumento de penetração de energias renováveis representa uma oportunidade para reduzir o consumo do fuelóleo, e, consequentemente, o custo de produção [4] e emissão dos gases poluentes.

Relativamente aos desafios de segurança e fiabilidade do sistema, que se agravam com o aumento de penetração de energias renováveis, estes devem-se fundamentalmente à volatilidade de produção renovável e à inadequação/inefectividade da reserva girante¹ à medida que se substitui produção convencional por produção renovável. A inadequação da reserva girante deve-se, por um lado, ao facto de que os sistemas renováveis geralmente não disponibilizam reserva girante, visto que normalmente se dispõem de equipamentos electrónicos (e.g., seguidor do ponto de máxima potência) para que estejam sempre em máxima potência. Em contraste, os sistemas convencionais - a fuelóleo - são normalmente escalonados até 85% das suas capacidades nominais de modo a disporem sempre da reserva girante [1]. Por outro lado, deve-se também ao facto de que, quando a penetração renovável é elevada, os geradores convencionais encontram-se à baixa carga e, desta forma, no caso de contingências no sistema (e.g., avaria na unidade de maior potência), os geradores convencionais podem não responder em tempo útil às exigências de aumentarem rapidamente as suas produções, principalmente os geradores mais antigos (e.g., um gerador de 4,5 - 10 MW leva 4 minutos para aumentar a sua produção de 50% a 100% de capacidade) [3].

Quanto aos desafios relativos à violação dos limites mínimos de carga e degradação da eficiência dos geradores a fuelóleo, estes encontram-se associados ao facto de que, devido à volatilidade de produção renovável e/ou cargas, os geradores a fuelóleo ficam sujeitos a regime de carga inferior ao mínimo recomendado pelos fabricantes (30/50% da capacidade nominal), e, desta forma, aumentam-se as avarias e degrada-se a eficiência, sobretudo devido à queima incompleta do combustível, segundo [5].

Portanto, resumidamente, um dos principais desafios de SEH é de Optimização do Despacho e Reserva Girante, i.e., de como coordenar as distintas tecnologias de produção disponíveis (renováveis e não renováveis), de modo a tirar o máximo proveito de produção renovável, enquanto salvaguarda-se as restrições técnicas do sistema e dos geradores, nomeadamente, o balanço de potência, a reserva girante, os limites mínimos de carga dos geradores convencionais etc.

Para tal, é fundamental dispor de informações relativas às distintas tecnologias de conversão de energia eléctrica coexistentes no sistema, como por exemplo, a função custo de produção

¹ A reserva girante do sistema, por vezes, denominada apenas de reserva, é a soma da quantidade de potência disponível nos geradores ligados à rede, necessária para repor o equilíbrio entre a produção e consumo na situação de contingências no sistema, designadamente, a perda da unidade de produção de maior potência, aumento brusco do consumo etc.

de geradores a fuelóleo, as estimativas da potência gerada pelos sistemas renováveis, a forma de controlo da potência activa e reactiva, etc.

Neste sentido, nos capítulos seguintes serão caracterizadas as tecnologias de produção coexistentes no SEH em estudo, dando especial atenção as curvas de produção/potência, a forma de interacção com a rede, bem como a forma de controlo da potência activa e reactiva.

2.1.3 Tecnologia a fuelóleo

A tecnologia a fuelóleo (ou a diesel) tem sido a tecnologia convencional mais utilizada na produção da energia eléctrica em SEH. Geralmente um sistema a fuelóleo é constituído por cinco partes fundamentais, conforme se pode verificar na Fig. 1: 1) uma máquina de combustão interna (*Diesel Engine*), 2) um gerador eléctrico (*Synchronous Generator*), 3) um regulador (*Governor Control*), 4) um controlador de tensão (*Voltage Regulator*) e 5) um sistema de supervisão e controlo (*Engine and Generator Supervisory Control*).

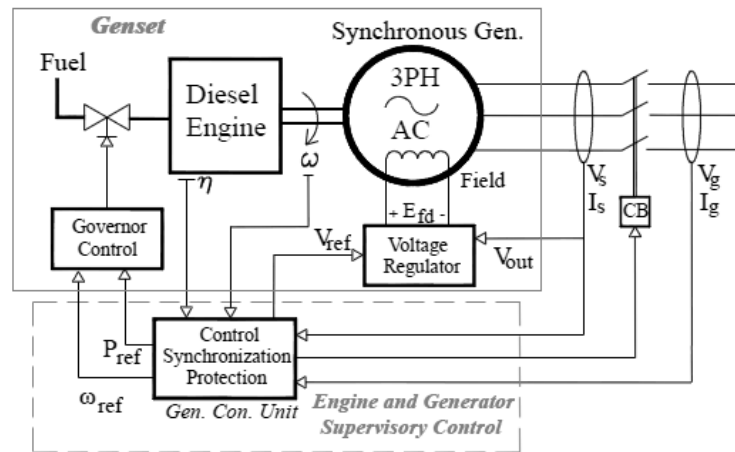


Fig. 1: Esquema de um sistema a fuelóleo [1]

A máquina motriz de combustão interna é responsável pela transformação da energia química contida no fuelóleo em energia mecânica disponibilizada ao veio do gerador eléctrico. O gerador eléctrico, geralmente gerador síncrono de velocidade fixa, converte por meio de lei de indução magnética a energia mecânica em energia eléctrica. Enquanto o regulador, o controlador e o sistema de supervisionamento e controlo, desempenham, respectivamente, a seguinte função: regular a potência activa fornecida, controlar a tensão à saída e supervisionar e controlar a máquina motriz e o gerador eléctrico, de acordo com [1].

- **Curva do consumo específico**

A curva de consumo específico de um gerador a fuelóleo é representada por [6] e [7] como sendo a variação no consumo (l/h) e na eficiência (η) com a variação da potência (carga) do gerador. Logo, reflecte o custo da energia produzida pelo gerador com a variação da potência,

primordial na otimização do despacho de geradores. De acordo com [7], a variação do consumo pode ser traduzida pela equação (1), enquanto a variação da eficiência pela equação (2). A Fig. 2 traduz a curva de tendência da variação do consumo e da eficiência de um gerador de pequena dimensão. Para os geradores de gama de potência diferente, as curvas do consumo e eficiência mantêm-se mais ou menos as mesmas tendências. Estas curvas são geralmente obtidas a partir de ensaios de geradores ou então a partir de fichas técnicas de fabricantes.

$$F(l/h) = a \times P_g^2 + b \times P_g + c \quad (1)$$

Na equação anterior, F representa o consumo em l/h , P_g a potência gerada em kW, e “ a ”, “ b ”, e “ c ” os coeficientes da curva parabólica que traduz o consumo de gerador com a variação da potência produzida.

$$\eta_g(\%) = \frac{3600 \times P_g}{\sigma_{fuel} \times (a \times P_g^2 + b \times P_g + c) \times LHV_{fuel}} \quad (2)$$

Relativamente à equação (2), η_g é o rendimento da máquina em percentagem, σ_{fuel} a massa volúmica do combustível em kg/m^3 ($\approx 0,8 kg/m^3$ para óleo-diesel), LHV_{fuel} o poder calorífico inferior do combustível ($\approx 43,2 MJ/kg$ para diesel) e P_g a potência gerada em kW.

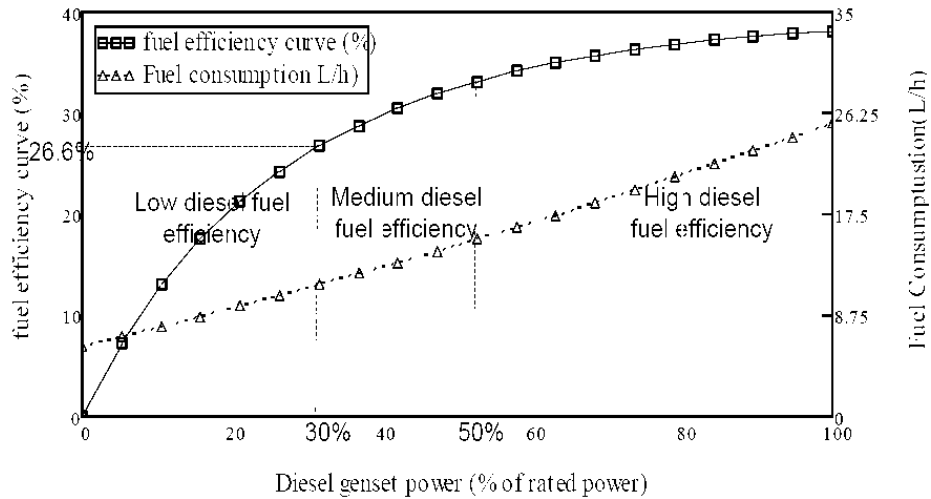


Fig. 2: Curva do consumo e eficiência de um gerador a fuelóleo/diesel [7]

Conforme se pode verificar na Fig. 2, e também segundo [8], a eficiência do gerador degrada significativamente para regime de carga inferior a 50%, e, entretanto, permanece praticamente constante para regime de carga superior a 50%.

Além disso, conforme já foi referido no documento e ainda de acordo com [5], para regime de carga inferior a 30/50% aumentam-se as avarias devido à combustão incompleta do fuelóleo. Por isso, normalmente, os fabricantes recomendam regime de carga para geradores superior a 30/50% de capacidade nominal.

É de referir que, a propósito de evitar a degradação da eficiência e o aumento de avarias nos geradores a fuelóleo provocado por baixo regime de carga, tem sido prática adoptar sistemas a fuelóleo com gerador eléctrico de velocidade variável (síncrona/assíncrona) em vez de gerador de velocidade fixa comumente utilizado.

Segundo [6], é possível operar a máquina motriz com uma relação directa com o consumo, i.e., quando o consumo é baixo a velocidade de rotação é também baixa e, consequentemente, a máquina efectua uma combustão mais completa do combustível, e desta forma melhora a eficiência de combustão [5]. Porém, apesar destas vantagens, e outras apresentadas por [6] e [5], a utilização de geradores eléctricos de velocidade variável em geradores a fuelóleo encontra-se limitado essencialmente devido ao custo global do sistema, pois precisa-se de dispositivos electrónicos de interface com à rede.

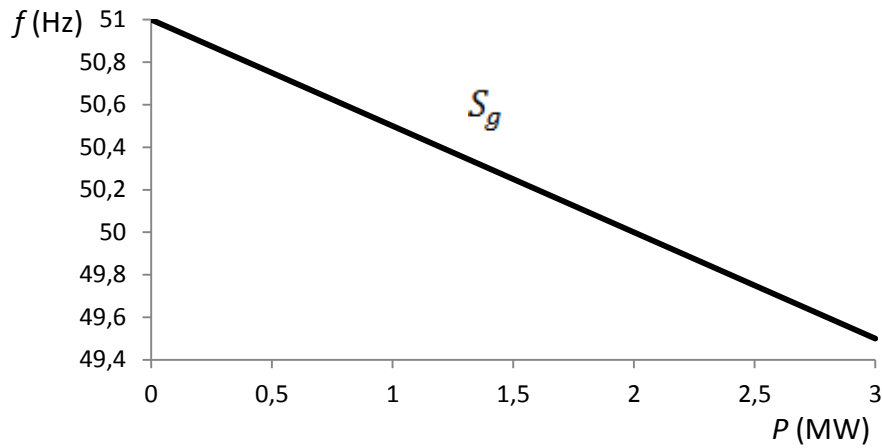
- **Controlo de potência**

A forma como o gerador controla a sua potência activa e reactiva é fundamental para a estabilidade da rede à qual o gerador está conectado, na medida em que é a partir deste que o gerador ajusta a sua potência activa e reactiva, e assim contribuir para a reposição de um eventual desequilíbrio entre a produção e o consumo, como por exemplo, devido à oscilação no consumo ou na produção renovável.

Controlo da potência activa

O controlo da potência activa é garantido através do regulador (*governor*), que pode ser tanto do tipo isócrono (de frequência fixa), que varia instantaneamente a potência da máquina motriz após uma perturbação de modo a anular qualquer desvio da frequência (Δf) do gerador em relação à frequência de referência/rede (f_{ref}), como do tipo *droop* (estatismo), normalmente de 3 ou 5%. Segundo [1], o regulador *droop* é frequente em geradores com capacidade de despacho e em sistemas com múltiplos geradores em paralelo. Portanto, tendo em consideração o propósito deste trabalho, de seguida apenas será caracterizado o regulador do *droop*.

A forma como o regulador *droop* varia a produção do gerador após uma perturbação no sistema (desequilíbrio entre a produção e o consumo) encontra-se descrita na Fig. 3, traduzida pela equação 3.

Fig. 3: Curva característica de um regulador *droop*

$$P_g = S_g \times \Delta f \quad (3)$$

Na equação 3, P_g representa a potência gerada em MW, $S_g \left(-\frac{\Delta P}{P} / \frac{\Delta f}{f} \right)$ o estatismo do controlador em MW/Hz, Δf o desvio da frequência do gerador em vazio em relação a frequência da rede (f). Enquanto a frequência de referência (*set-point*) de um gerador é o ponto de intercepção da recta S_g com o eixo da ordenada (frequência) da Fig. 3, ou seja, corresponde à frequência em que o gerador injecta 0 MW na rede.

A título de exemplo de como um regulador “*droop*” ajusta a potência activa de um gerador após uma perturbação na rede, assume-se que o estatismo do regulador da Fig. 3 é de 2 MW/Hz e que a frequência de referência do controlador é de 51 Hz, e que este se encontra aplicado a um gerador de 3 MW. Em condições normais (frequência da rede em 50 Hz) o gerador injecta 2 MW ($P_g = 2 \text{ MW/Hz} \times (51 - 50 \text{ Hz})$) na rede. No entanto, num eventual desequilíbrio entre a produção e o consumo em que a frequência da rede cai para 49,5 Hz, o gerador aumenta a sua potência injectada na rede para 3 MW ($P_g = 2 \text{ MW/Hz} \times (51 - 49,5 \text{ Hz})$), e, desta forma, contribui para repor o equilíbrio entre a produção e o consumo, contribuindo assim para “trazer” a frequência da rede de volta para os 50 Hz.

Controlo da potência reactiva

O controlo da potência reactiva (ou controlo da tensão) de um gerador a fuelóleo é garantido por meio de controlador automático da tensão, vulgarmente denominado de AVR – *Automatic Voltage Regulator*, normalmente de duas maneiras distintas: a) utilizando o controlador de factor de potência que fixa o factor de potência do gerador independentemente da tensão da rede, b) utilizando a função de controlo do estatismo da tensão e potência reactiva que varia a potência reactiva do gerador em função da variação da tensão aos terminais do gerador. A forma de controlo com base no estatismo da tensão-potência reactiva é mais vantajosa para

sistemas com múltiplos geradores em paralelo, visto que permitem partilhar a potência reactiva [1]. Assim sendo, de seguida apenas será caracterizado a forma de controlo através da função do estatismo da tensão-potência reactiva apresentada na Fig. 4.

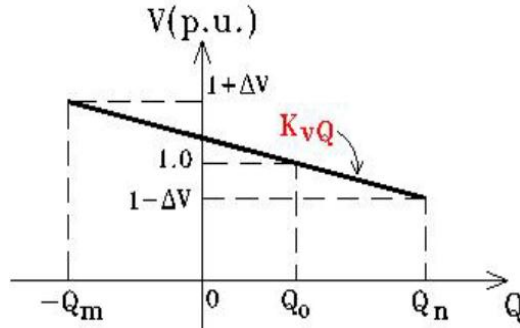


Fig. 4: Controlo da potência reactiva em função do estatismo da tensão [1]

Conforme se pode verificar na Fig. 4. e de acordo com [1], a forma de controlo através do estatismo da tensão permite controlar a potência reactiva (Q) do gerador em função da variação da tensão nos seus terminais (ΔU), ou seja, em função do consumo da energia reactiva no sistema. O que quer dizer que, quando a tensão aos terminais do gerador diminui/aumenta devido ao aumento/diminuição do consumo da energia reactiva na rede, o gerador aumenta/diminui a sua potência reactiva. O estatismo da tensão ($K_v = -\Delta Q/\Delta U$) é determinado com base no desvio máximo ($+\Delta U$) e mínimo ($-\Delta U$) da tensão permitido no sistema, e a potência reactiva mínima (Q_m) e nominal (Q_n) que o gerador pode fornecer [1].

2.1.4 Tecnologia fotovoltaica

Os sistemas fotovoltaicos visam converter a energia das radiações solares em energia eléctrica. Geralmente encontram-se ligados à rede eléctrica pública ou então isolados da rede como sistemas autónomos a alimentar habitações particulares, sistemas de bombagem de água etc. Quando se encontram ligados à rede eléctrica pública, geralmente estão ligados à rede de BT através de inversores monofásicos ou trifásicos, ou então ligados à rede de MT através de transformador de distribuição. Normalmente estão ligados à rede de BT quando a potência instalada é inferior a 100 kW e à rede de MT quando a potência instalada é superior 100 kW e inferior a 6 MW [9].

No âmbito deste trabalho tem interesse os sistemas ligados à rede eléctrica pública, que basicamente são constituídos por dois componentes essenciais, os painéis fotovoltaicos e os inversores de potência. Os painéis fotovoltaicos, constituídos por módulos fotovoltaicos de silício ou de filmes finos, convertem a energia contida nas radiações solares em corrente contínua (CC). Enquanto os inversores de potência converte a CC para a corrente alternada (CA) e ainda controlam a ligação do sistema à rede. Além disso, os inversores podem dispor de conversores CC-CC, vulgarmente denominado MPPT, que visa em cada instante

determinar o par “corrente-tensão” da curva característica corrente-tensão dos painéis de modo que a potência disponibilizada pelo inversor em cada instante seja o máximo possível [9].

- **Estimativa de potência e energia gerada**

A energia (ou a potência) produzida por sistemas fotovoltaicos depende de vários factores, como sejam os factores relativos à eficiência de conversão dos módulos e inversores, os factores relativos às condições climáticas (insolação, temperatura, humidade, nuvens etc.), os factores associados às opções de dimensionamento e instalação do sistema (orientação, inclinação, sombra etc.), e outros factores, designadamente, a sujidade do módulo, a deterioração dos equipamentos do sistema, etc. Como tal, na estimativa de potência e/ou energia disponibilizada por um sistema fotovoltaico deve-se considerar esses factores.

As equações (4) e (6) permitem estimar a potência e a energia disponibilizadas por um sistema fotovoltaico tendo em conta esses factores [10]. No entanto, convém referir que estas equações não englobam todos os factores referidos atrás, mas sim apenas os de maior “peso”.

$$P_{FV} = Y_N \times \frac{G_T}{G_{T,STC}} \times f_{FV} \times [1 + \alpha_P \times (T_C - T_{C,STC})] \quad (4)$$

P_{FV} representa a potência instantânea produzida pelo sistema, Y_N a potência nominal do sistema, G_T a insolação sobre a superfície do módulo (W/m^2) considerando a inclinação dos módulos, $G_{T,STC}$ a radiação solar nas condições de testes e referencia (1000 W/m^2), f_{FV} o factor da degradação da potência, que pode incluir as sombras, as perdas nos cabos, a deterioração dos materiais ($\approx 10\%$), a sujidade dos módulos ($\approx 5\%$), eficiência do(s) inversor(es) ($\approx 85\%$), α_P o coeficiente da degradação da potência com o aumento de temperatura da célula ($\text{W/}^\circ\text{C}$), T_C a temperatura das células nas condições reais, $T_{C,STC}$ a temperatura da célula nas condições de testes e referência (STC - *Standard Test Conditions*). A temperatura das células (T_C) para as condições reais pode ser calculada a partir da equação (5), de acordo com [11].

$$T_C = T_{amb.} + \left[\frac{NOCT - 20}{0,8} \right] \times G_T \quad (5)$$

Para a expressão anterior, $T_{amb.}$ representa a temperatura ambiente instantânea, $NOCT$ a temperatura nominal de operação das células ($NOCT$ - *Nominal Operation Cell Temperature*) fornecida pelos fabricantes e G_T a insolação.

No que diz respeito à estimativa de energia média produzida (E) por um sistema fotovoltaico (diária, mensal ou anual), pode ser calculada com base na equação (6). Para uma análise mais rigorosa, que por exemplo leva em consideração a variação da inclinação dos módulos, a variação da inclinação do sol, a sombra, etc., pode-se recorrer às expressões matemáticas desenvolvidas na literatura [10].

$$E = P_{inst.} \times \frac{I_{méd.}}{\frac{1 \text{ kW}}{m^2}} \times \eta_{global} [kWh] \quad (6)$$

Relativamente à equação (6), $P_{inst.}$ representa a potência nominal do sistema, $I_{méd.}$ a irradiação média (diária, ou mensal, ou anual) sobre a superfície dos módulos e η_{global} o rendimento global do sistema. O rendimento global do sistema (η_{global}), que inclui as perdas nos cabos e inversores, as perdas devido ao aumento da temperatura da célula, a deterioração dos equipamentos, as sombras, etc. Tendo em conta os factores referidos anteriormente, o rendimento global de um sistema fotovoltaico bem dimensionado e correctamente instalado varia entre 75% a 85% [9].

A irradiação média disponível no local ($I_{méd.}$) (diária, ou mensal, ou anual) pode ser obtida através de medições, ou então a partir de plataformas, como a PVGIS (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>) e a SoDa (<http://www.soda-is.com/eng/>).

- **Controlo de potência**

O controlo de potência (activa e reactiva) em sistemas fotovoltaicos foi durante muito tempo, até 2009, tecnicamente limitado. Desta forma, os sistemas fotovoltaicos não podiam participar nos serviços de sistema, designadamente o controlo da frequência e da tensão, por isso, eram considerados como “cargas negativas” puramente resistivas [12], que apenas contribuem para reduzir as cargas nos geradores convencionais. Portanto, para salvaguardar a segurança da rede e protecção do pessoal de manutenção, os sistemas fotovoltaicos eram desconectados automaticamente da rede, por meio de dispositivos de protecção, comando e controlo, sempre que a frequência e/ou tensão da rede saíssem fora dos limites da regulação previamente definidos. Contudo, a perda “descontrolada” da produção fotovoltaica, aquando uma oscilação na frequência e/ou tensão da rede, pode potenciar ainda mais a instabilidade na rede, principalmente em redes fracas.

Todavia, actualmente, graças aos avanços técnicos conseguidos, os sistemas fotovoltaicos já podem participar nos serviços de sistema, controlando a suas potências activas (controlo da frequência) e reactivas (controlo da tensão) injectadas na rede.

Controlo da potência activa

O controlo da potência activa em sistemas fotovoltaicos de actualidade pode ser efectuado por meio de funções que permitem reduzir a potência activa efectiva injectada na rede de três formas distintas: 1) Manualmente, 2) remotamente através dos canais de comunicação e 3) automaticamente em função da frequência da rede [12]. Com efeito, entre as três formas de controlo da potência activa referidas anteriormente, destaca-se a forma de controlo automático em função da frequência da rede apresentada na Fig. 5, principalmente por não depender constantemente de acções de operador do sistema, por isso será caracterizada de seguida.

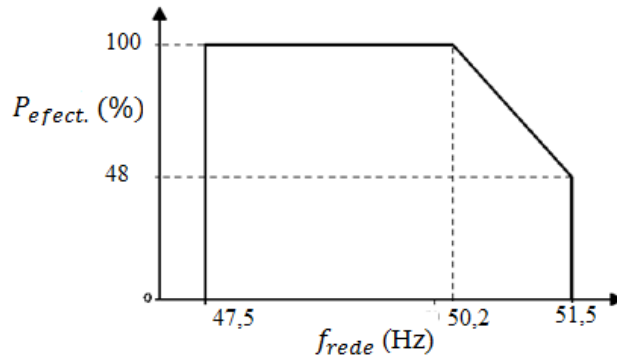


Fig. 5: Controlo da potência activa em sistemas fotovoltaicos em função da frequência da rede, adaptada de [12]

Tendo os sistemas fotovoltaicos (inversores) devidamente regulados, que consiste basicamente em ter definido o limiar mínimo (e.g., 47,5 Hz) e máximo (e.g., 51,5 Hz) da frequência a partir dos quais os inversores desconectam da rede, e também o limiar da frequência (e.g., 50,2 Hz) a partir do qual os inversores começam a reduzir as suas potências efectivas, tal como mostra a Fig. 5, os sistemas fotovoltaicos podem reduzir a potência efectiva ($P_{effect.}$) injectada na rede em $40\%/Hz$ ($\frac{(100\% - 48\%)}{51,5 \text{ Hz} - 50,2 \text{ Hz}}$) sempre que a frequência da rede (f_{rede}) for superior a 50,2 Hz.

Como exemplo, um sistema fotovoltaico de 50 kW, regulado de acordo com a Fig. 5, que está a injectar na rede 30 kW, reduz a sua potência activa efectiva injectada na rede em 12 kW quando a frequência da rede aumenta de 50,2 para 51,2 Hz, passando assim a injectar na rede 18 kW ($P_{effect.} = 30 \text{ kW} - (51,2 - 50,2 \text{ Hz}) * \left(\frac{40\%}{\text{Hz}}\right) * 30 \text{ kW}$). Assim, contribui também para trazer a frequência da rede de volta aos 50 Hz.

Controlo da potência reactiva

O controlo da potência reactiva pode ser efectuado de quatro formas diferentes: 1) fixa; 2) em função da potência activa injectada na rede; 3) em função da magnitude da tensão no ponto de ligação à rede; e 4) remotamente através dos canais de comunicação [13]. A forma de controlo da potência reactiva em função da potência activa tem sido frequente, por isso, na Fig. 6 e Fig. 7, encontram-se apresentadas as formas de controlo da potência reactiva em função da potência activa para sistemas fotovoltaicos de grande dimensão (superior a 100 kW) e pequena dimensão (inferior a 100 kW) respectivamente.

Conforme se pode verificar na Fig. 6, os sistemas de grande dimensão, normalmente ligados à rede de MT, diminuem os seus factores de potência (potência reactiva) de 0,95 capacitivo para 0,95 indutivo à medida que se aumentam as suas potências activas efectivas injectadas na rede. Assumindo, nestes casos, que o factor de potência é igual ao $\cos(\varphi)$.

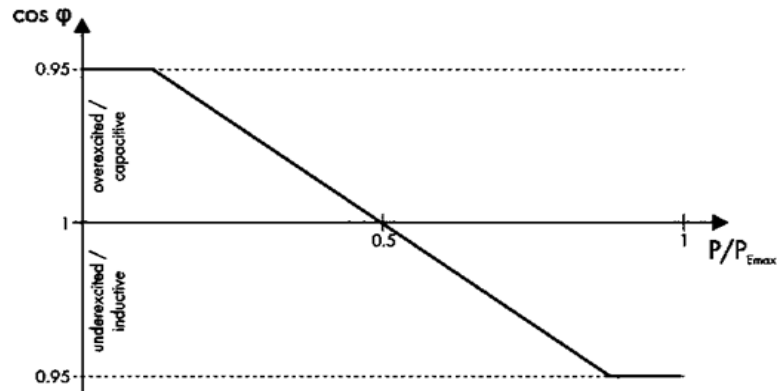


Fig. 6: Controlo da potência reactiva em sistemas fotovoltaicos de grande dimensão [12]

Conforme se pode verificar na Fig. 7, os sistemas fotovoltaicos de potência inferior a 100 kW, normalmente ligados à rede de BT [9], não fornecem a potência reactiva ($\cos(\varphi) = 0$) à rede quando a potência efectiva é inferior a 50% e diminui o factor de potência para 0,95/0,9 à medida que a potência efectiva aumenta para além dos 50%. Na verdade, os sistemas de potência superior a 13,8 kVA diminuem os seus factores de potência para 0,9 indutivo, enquanto os sistemas de potência inferior (a 13,8 kVA) diminuem os seus factores de potência para 0,95 indutivo.

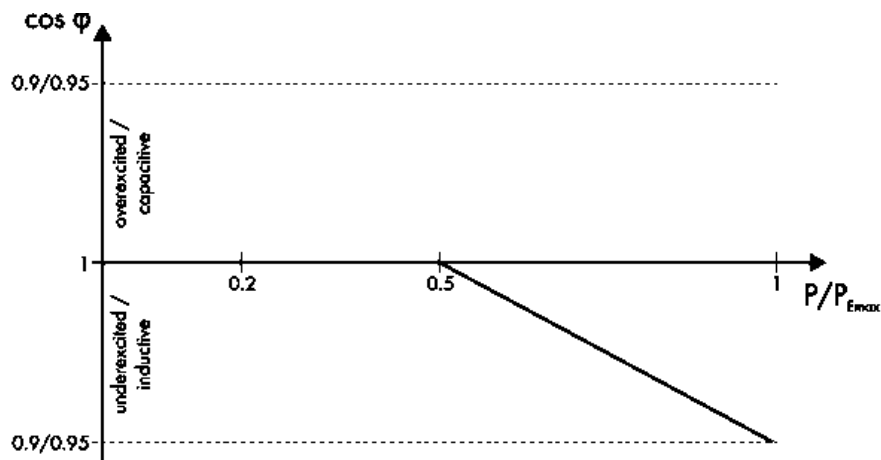


Fig. 7: Controlo da potência reactiva em sistemas fotovoltaicos de pequena dimensão [12]

Portanto, quando se dispõe de sistemas fotovoltaicos com funções de controlo da potência activa e reactiva, é possível em muitas situações evitar o baixo regime de carga de geradores térmicos, frequente em sistemas com produção renovável, e, conseqüentemente, a degradação da eficiência dos geradores e aumento de avarias. Além disso, permite dispensar sistemas de comunicações rápidas para o controlo de sistemas de produção fotovoltaicos.

2.1.5 Tecnologia eólica

Os sistemas eólicos – aerogeradores – visam converter a energia cinética contida na massa do ar (vento; energia renovável) em energia eléctrica. Os aerogeradores, principalmente os mais recentes, Fig. 8, são constituídos por diversos componentes essenciais para os seus desempenhos, e, ao mesmo tempo, também fundamental para um bom desempenho da rede eléctrica à qual estão ligados. Contudo, nos pontos que seguem, pretende-se apenas realçar as duas partes fulcrais de um aerogerador: 1) a turbina eólica e 2) o gerador eléctrico.

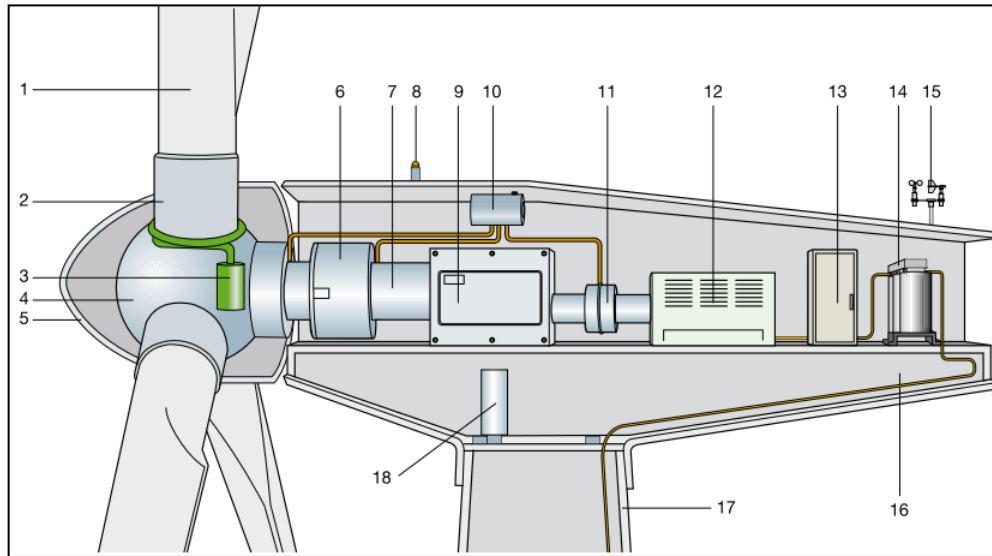


Fig. 8: Esquema de um aerogerador [14]

A turbina eólica (rotor), representada na Fig. 8 como ponto 5, é o componente do sistema responsável pela conversão da energia cinética contida na massa do ar em energia mecânica através de um processo aerodinâmico resultante da interacção das pás da turbina com massa do ar em movimento. Enquanto o gerador eléctrico, ponto 12 da Fig. 8, é responsável pela conversão da energia mecânica recebida do veio do rotor (ou caixa de velocidade) em energia eléctrica. Geralmente a energia eléctrica é produzida em BT (400 a 690 V) e depois transformada em MT por meio de transformador de potência (ponto 14), com excepção das turbinas eólicas de baixa potência, à volta de 300 kW, que normalmente se encontram ligados à BT [15], como é caso do sistema instalado na ilha das Flores (Açores-Portugal) [4].

Seguidamente dedica-se à estimativa da energia e potência gerada pelos sistemas eólicos, bem como a forma de controlo da potência de sistemas eólicos.

- **Estimativa de potência e energia gerada**

A produção eólica depende essencialmente de factores relativos à disponibilidade do recurso eólico no local, normalmente caracterizado pela função densidade de probabilidade de

Weibull, e a curva de potência da turbina eólica [16]. Entretanto, também é afectada pelos factores como sejam as perdas eléctricas no gerador eólico e ligação à rede (2-5%), a disponibilidade/fiabilidade da turbina (95-98% para turbinas modernas), a disponibilidade da rede que depende do nível de tensão no local etc. (90-98%), a sujidade e degradação das pás, efeito do gelo etc. (1-5%) e ainda depende da precisão da avaliação do recurso eólico no local [16].

Além disso, para o caso particular de parque eólico, é afectada ainda pelo coeficiente de rugosidade do terreno no qual o parque eólico está inserido e pelo coeficiente de efeito esteira do parque [16].

Estimativa da potência

De forma simplificada, i.e., sem considerar todos factores que influenciam a produção eólica, a potência eléctrica disponibilizada por um aerogerador pode ser obtida através da equação (7), segundo [14] e [17]. No caso de um parque eólico, multiplica-se a equação (7) pelo número de turbinas eólicas existentes no parque.

$$P_g = \frac{1}{2} \times C_p \times \rho \times A \times \mathcal{V}^3 \times \eta_m \times \eta_e \quad (7)$$

Na equação 7, o C_p representa o coeficiente de potência da turbina eólica que depende da *tip-speed ratio*², ρ a densidade do ar³, A a área varrida pelas pás do rotor dada pela equação, \mathcal{V} a velocidade do vento extrapolada para o cubo da turbina atendendo à equação⁴ e η_m e η_g são, respectivamente, o rendimento da caixa de velocidade e dos componentes eléctricos que, segundo [17], podem ser de 0,95 e 0,9 respectivamente.

² *Tip-speed ratio* é o quociente entre a velocidade nas pontas das pás e velocidade do vento ($\gamma = \frac{rpm \times \pi \times D}{60 \times v}$), onde *rpm* é a velocidade do rotor em rotação por minuto, D o diâmetro do rotor (em metros) e v a velocidade do vento [11]. Tipicamente o C_p varia entre 0,4 a 0,5 [59]. Um valor optimista é de 0,45 [17].

³ A densidade do ar varia com a temperatura e altura. A função seguinte: $\rho = \rho_0 \times k_T \times k_A$, combina as variações da densidade do ar com altitude e temperatura. Onde, ρ_0 é a densidade de referência ao nível do mar (1,225 kg/m³ para 15 °C e 1 atm), e k_T e k_A são os coeficientes de correcção da densidade do ar com temperatura e altura respectivamente, e são tabelados como é apresentado por [11].

⁴ De acordo com a abordagem europeia [11], a extrapolação da velocidade do vento para o cubo da turbina, conhecida como expressão logarítmica do cisalhamento do vento, é dada pela seguinte expressão: $v/v_0 = \ln(H/Z)/\ln(H_0/Z)$; onde v é a velocidade do vento à ao cubo da turbina, v_0 a velocidade do vento à altura de medição, e Z o comprimento de rugosidade que depende de características do terreno (valores tabelados)

Estimativa da energia

A energia produzida por sistemas eólicos pode ser estimada através da expressão que se segue [16].

$$E = T \int_0^{\infty} h(v) P_{PC}(v) dv = T \times \overline{P_{med}} \quad (8)$$

Relativamente à equação (8), $P_{PC}(v)$ representa a expressão analítica cúbica que melhor se ajusta à curva real da turbina, que tem a tendência da Fig. 9, $h(v)$ a função densidade de probabilidade da velocidade do vento ao cubo da turbina (equação (9)), T o período de integração (tipicamente de um ano: 8760 horas) e $\overline{P_{med}}$ a potência média no intervalo de integração (T).

A função densidade de probabilidade da velocidade do vento – $h(v)$ – e a potência média das turbinas – $\overline{P_W}$ – podem ser traduzidas, respectivamente, pelas equações que se seguem.

$$h_v = \frac{k}{C} \times \left(\frac{v}{C}\right)^{k-1} \times e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^k} \text{ para } 0 \leq v < \infty \quad (9)$$

$$\overline{P_{med}} = P_n \times \left[\frac{e^{-\left(\frac{v_i}{C}\right)^k} - e^{-\left(\frac{v_n}{C}\right)^k}}{\left(\frac{v_n}{C}\right)^k - \left(\frac{v_i}{C}\right)^k} - e^{-\left(\frac{v_{out}}{C}\right)^k} \right] \quad (10)$$

Se se pretender estimar a energia mensal terá simplesmente que alterar o intervalo de integração (T) e a função de densidade de probabilidade. A alteração da função densidade de probabilidade consiste em alterar o factor de escala (C) e o factor de forma (k) da função densidade de probabilidade do Weibull para a do referido mês.

A figura seguinte ilustra o aspecto da expressão analítica típica, $P_{PC}(v)$, de uma turbina eólica

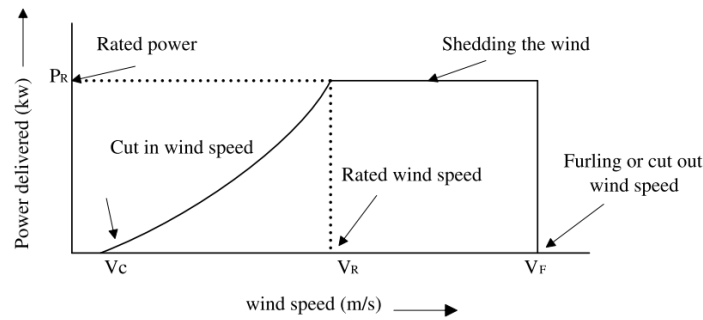


Fig. 9: Curva de potência de uma turbina eólica [17]

Um outro parâmetro, que embora não tenha muita relevância para este trabalho, mas vulgarmente associado à estimativa da energia produzida por sistemas fotovoltaicos, é o factor de capacidade (*CF- Capacity Factor*), geralmente dada pela expressão (11) [16].

$$CF = \frac{E}{T \times P_n} = \frac{\overline{P_{med}}}{P_n} \quad (11)$$

O *CF* indica a atractividade de investimento em sistemas eólicos, que varia entre 20 a 45% em local com bom regime do vento. É economicamente viável investir em local com *CF* superior a 20% [16].

- **Controlo de potência**

Existem, basicamente, três tipos de controlo de potência em aerogeradores [18]. 1) o **Tipo 0**, também denominado de controlo passivo (*Stall Control*), em que as pás da turbina se encontram fixas no rotor a um determinado ângulo de ataque de modo que a turbina entra em perdas aerodinâmicas a partir de uma determinada velocidade do vento, e, por isso, este tipo de controlo proporciona um aproveitamento eólico bastante instável e ineficiente. 2) o **Tipo 1**, vulgarmente conhecido como controlo activo (*Stall Active Control*), em que as pás da turbina não se encontram fixas no eixo do rotor e desta forma é possível variar o ângulo de passo (consequentemente o ângulo de ataque das pás) quando a velocidade do vento é baixa, de modo a conseguir uma maior eficiência no aproveitamento do recurso eólico, e, de igual modo, varia também o ângulo de passo quando a velocidade do vento é elevada, mas, neste caso, em oposição à baixa velocidade, por forma a permitir que a turbina entra em perdas aerodinâmicas. Este tipo de controlo proporciona um aproveitamento de energia eólica bastante estável e eficiente. 3) o **Tipo 2**, também conhecido como controlo do ângulo de passo (*pitch control*), em que as pás da turbina também não se encontram fixas no eixo do rotor e, neste caso, o ângulo de passo encontra-se em permanente variação de modo a conseguir uma produção mais estável e eficiente.

Em função do que foi dito e sendo que aplicado aos aerogeradores é comum existir dois tipos de geradores eléctricos - os geradores de velocidade fixa e os geradores de velocidade variável -, resumidamente, há dois grandes grupos de aerogeradores: 1) os aerogeradores de velocidade fixa e 2) os de velocidade variável, que diferem na forma de controlo de potência. Neste sentido, de seguida serão descritas as formas de controlo de potência destes dois grandes grupos de aerogeradores.

Controlo de potência em aerogeradores de velocidade fixa

O controlo de potência activa e reactiva em aerogeradores de velocidade fixa encontram-se bastante limitados, visto que se encontram equipados com gerador de indução de rotor em gaiola e desta forma a potência activa produzida é determinada/fixada essencialmente pela

frequência da rede, e a potência reactiva necessária para a magnetização do gerador é consumida da rede e/ou fornecida por baterias de compensação de factor de potência.

Atendendo ao facto de que a potência activa depende da frequência da rede, o funcionamento destes aerogeradores em SEH é bastante ineficiente, sobretudo porque a frequência nestes sistemas é instável, pois, por um lado, quando a frequência da rede é inferior a 50 Hz (numa rede de 50 Hz), o rotor gira mais depressa e, deste modo, há uma diminuição da aerodinâmica das pás e, consequentemente, um subaproveitamento da energia eólica. Por outro lado, quando a frequência da rede é superior a 50 Hz, o rotor tende a reduzir a sua velocidade e, assim, há mais massa do ar a passar sem interagir com as pás, e, por conseguinte, um subaproveitamento da energia eólica [19]. Segundo [18], numa rede isolada com oscilações na frequência entre 48 a 51 Hz, a potência da turbina pode aumentar +20% para frequência de 51 Hz, e reduzir -20% para frequência de 48 Hz, quando a velocidade do vento permanece constante.

Nesse sentido, em sistemas isolados, nos quais a frequência e velocidade do vento são bastante variáveis, a potência activa e reactiva dos aerogeradores de velocidade fixa é bastante instável, e, por estas razões, há grandes desafios de tensões mecânicas etc. As vantagens de aerogeradores de velocidade fixa são mínimas quando se compara com as de geradores de velocidade variável.

Controlo de potência em aerogeradores de velocidade variável

Os aerogeradores de velocidade variável, geralmente equipados com geradores de indução duplamente alimentado ou síncrono de íman permanente, e ligados à rede por meio de conversores de potência, podem variar a velocidade do gerador, portanto a velocidade da turbina eólica, absorvendo assim as variações da potência fornecida à rede quando a velocidade do vento [18] ou frequência da rede varia, ou seja, possam fornecer à rede uma potência constante ainda que a velocidade do vento e/ou a frequência variem. Além do que foi dito, também variam a potência reactiva. Em suma, o controlo da potência activa e reactiva em aerogeradores de velocidade variável são efectivas, se bem que são limitados na medida em que dependem da disponibilidade do vento.

Por este motivo, comparativamente com os geradores de velocidade fixa, quando são integrados nas redes eléctricas isoladas proporcionam um funcionamento da rede mais estável e consequentemente há menos oscilações na produção a fuelóleo e também desafios de controlo e operação.

Além disso, os aerogeradores de velocidade variável são construídos para atingir a máxima eficiência aerodinâmica (C_p) para uma gama de velocidade do vento [18], em vez de apenas para uma velocidade do vento, como acontece com gerador de velocidade fixa.

Na verdade, com geradores de velocidade variável, é possível adaptar-se – acelerando ou desacelerando – continuamente a velocidade do rotor à velocidade do vento e, desta forma, mantém-se a razão da velocidade (*tip-speed ratio*) constante e no valor máximo [14].

Resumidamente, face aos geradores de velocidade fixa, os aerogeradores de velocidade variável possuem as seguintes vantagens: maior eficiência no aproveitamento da energia do vento; melhor qualidade de energia injectada na rede, devido a capacidade de atenuar as flutuações da potência injectada; reduzidas tensões mecânicas (e.g., nas pás, na caixa de velocidades, estrutura, etc.); e maior adaptação às condições locais (e.g., vento e rede). Em contrapartida, os geradores de velocidade variável apresentam as seguintes desvantagens: maior perda e custo devido à existência de conversores de potência [18].

2.2 Controlo e operação de sistemas eléctricos híbridos

O controlo e a operação de sistemas eléctricos são duas tarefas interdependentes e fundamentais para a operação segura, fiável e económica de sistemas eléctricos. São particularmente exigentes em SEH. Isto deve-se, por um lado, ao facto de que nestes sistemas se deve satisfazer toda a necessidade da energia eléctrica com segurança, fiabilidade (ininterrupta) e economia de forma autónoma (sem recorrer às interligações), e num contexto de consumo bastante variável, bem como da produção renovável. Por outro lado, deve-se também ao facto de que, devido às características particulares destes sistemas (redes fracas), estes acarretam grandes desafios de controlo e operação.

Como regra geral, o controlo em SEH estende-se a dois níveis: 1) o controlo primário e 2) o controlo secundário [1].

O controlo primário visa, fundamentalmente, assegurar o equilíbrio entre a produção e o consumo após perturbações/instabilidades (e.g., variação do consumo, saída forçada de unidade de produção de maior potência, variação de produção renovável etc.) na rede e assim garantir a operação fiável do sistema [1]. Geralmente, o controlo primário é garantido por meio de unidades de produção a fuelóleo sincronizados à rede [20]. Para tal, é fundamental que o sistema disponha em cada instante da reserva girante efectiva em geradores a fuelóleo ligados à rede, para que, perante perturbações na rede, estes possam aumentar as suas potências em tempo útil, nomeadamente a potência activa, por forma a evitar a diminuição da frequência para além dos limites aceitáveis com consequentes deslumbres de cargas ou perdas de sincronismos das máquinas que geralmente origina apagões.

O controlo secundário visa sobretudo despachar os geradores disponíveis, cargas diferíveis e sistemas de armazenamento de energia/potência quando existirem [1], com objectivo de satisfazer toda a necessidade de energia no sistema com mínimo custo económico e ambiental, e, ao mesmo tempo, salvaguardando todas as restrições técnicas do sistema e

geradores convencionais, nomeadamente os limites mínimos de carga dos geradores a fuelóleo, elevada comutação (ligar/desligar) dos geradores [21], reserva girante mínima etc..

Portanto, atendendo ao facto de que a produção renovável praticamente não possui custos de operação, é fundamental adoptar estratégias ao nível do controlo secundário por forma a priorizar a produção renovável.

Convém referir que o controlo e a operação de SEH apoiam-se fundamentalmente em estratégias ao nível do despacho de geradores e definição da reserva girante, visto que se encontram subjacentes a vários estudos de operação e controlo de SEH, como por exemplo em [22],[23][24]. Assim, no próximo ponto ir-se-á centrar à volta do problema do despacho e reserva girante em sistemas eléctricos, focalizando particularmente na optimização do despacho e reserva girante em SEH.

2.3 Pré-despacho, despacho e reserva girante em sistemas eléctricos híbridos

Conforme já foi referido anteriormente, o planeamento operacional e o controlo em sistemas eléctricos de energia encontram-se apoiados em estratégias ao nível do despacho de geradores, que visam fundamentalmente coordenar os diversos geradores do sistema considerando as restrições técnicas do sistema e geradores, nomeadamente os limites mínimos e máximos de geradores, a reserva girante etc., de modo a satisfazer toda a necessidade da energia eléctrica no sistema com segurança, fiabilidade (ininterrupta) e ainda com mínimo custo económico e ambiental. Neste sentido, uma vez que o consumo da energia eléctrica depende da actividade humana, que varia ao longo do dia, semana, mês etc., o despacho não é directo e ainda é bastante dinâmico, principalmente em SEH. Portanto, para acompanhar a dinâmica do consumo com fiabilidade e economia, é frequente o despacho em sistemas eléctricos envolver-se a resolução de dois problemas de optimização fundamentais: O *unit commitment* (pré-despacho/comissionamento de geradores) e o despacho económico, e ainda um terceiro problema, mas não menos importante, principalmente em SEH, que é a reserva girante.

Neste âmbito, de seguida, dedica-se à definição e formulação do problema do despacho e reserva girante, e também à caracterização das técnicas de optimização usuais na resolução destes tipos de problemas.

2.3.1 Definição e formulação do problema de despacho e reserva girante

Seguidamente pretende-se definir e formular o problema do pré-despacho e despacho económico e ainda definir e caracterizar a reserva girante.

• Pré-despacho

O pré-despacho de geradores visa comissionar os geradores disponíveis no sistema, com base na previsão do consumo de energia nos próximos intervalos de tempo (usualmente horas ou dia ou semana), de modo que o custo de produção seja o mínimo nos respectivos intervalos, enquanto salvaguarda-se todas as restrições técnicas do sistema e geradores [25],[26],[27]. O pré-despacho é um problema de matemática combinatória de variáveis não lineares e de difícil resolução. Geralmente é formulado como um problema de otimização inteira mista representado por uma função objectivo de minimização - equação (12) - e várias restrições técnicas (equações (13) - (16)) [26],[27].

De seguida apresenta-se a função objectivo e as restrições técnicas típicas de um problema do pré-despacho

Função Objectivo

$$\text{Min } F(P_i^t, U_{i,t}) = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N [F_i(P_i^t) + ST_{i,t}(1 - U_{i,t-1})] \times U_{i,t} \quad (12)$$

Restrições

$$\text{(a) Balanço de potência} \quad P_L^t - \sum_{i=1}^N P_i^t \times U_{i,t} = 0 \quad (13)$$

$$\text{(b) Reserva girante} \quad P_L^t + R^t - \sum_{i=1}^N P_{i,\text{máx}} \times U_{i,t} \leq 0 \quad (14)$$

$$\text{(c) Potência mínima e máxima} \quad P_{i,\text{min}} U_{i,t} \leq P_i^t \leq P_{i,\text{max}} U_{i,t} \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (15)$$

$$\text{(d) Custo de arranque} \quad ST_{i,t} = \begin{cases} HST_i, & \text{se } T_{i,\text{Down}} \leq T_{i,\text{off}} \leq T_{i,\text{cold}} + T_{i,\text{Down}} \\ CST_i, & \text{se } T_{i,\text{off}} > T_{i,\text{cold}} + T_{i,\text{Down}} \end{cases} \quad (16)$$

Na equação (12), $F_i(P_i^t)$ representa a função custo do i – ésimo gerador quando fornece a potência P_i^t na hora t . É obtida multiplicando a curva característica do gerador referida na equação (1) pelo custo do fuelóleo.

A resolução do problema do pré-despacho, formulado atrás, envolve também a resolução do problema do despacho económico formulado de seguido, por isso, é de difícil resolução e computacionalmente exigente. A exigência computacional aumenta-se com aumento do gerador no sistema.

- **Despacho económico**

Considerando o facto de o consumo da energia variar ao longo do dia (de hora para hora), e que a função custo de geradores diferem entre si e também variam em função da potência fornecida, o despacho económico visa redistribuir a carga entre os geradores pré-despachados/comissionados (ligados à rede num certo intervalo de tempo, e.g. hora) em sub-intervalos, normalmente de 15 minutos, de modo a acompanhar a evolução do consumo horário com mínimo custo de produção, enquanto salvaguarda-se também todas as restrições técnicas do sistema e geradores [26],[28]. O problema do despacho económico é também formulado matematicamente, como um problema de optimização, com função objectivo equação (17) e restrições técnicas equações (18) e (19) [29], [28],[30].

A seguir apresenta-se a função objectivo e as restrições comuns a um problema do despacho económico

Função Objectivo

$$F(P_i) = \sum_{i=1}^N a \times P_i^2 + b \times P_i + c \quad \text{€/hr} \quad (17)$$

Restrições

$$(a) \text{ Balanço de potência} \quad \sum_{i=1}^N P_i = P_L + P_{Loss} \quad (18)$$

$$(b) \text{ Potência mínima e máxima} \quad P_{i,min} \leq P_i \leq P_{i,max} \quad (19)$$

Quando há perdas na transmissão de energia, ou seja, quando as unidades de produção estão distantes do centro do consumo, as perdas totais na transmissão (P_{Loss}) podem ser traduzidas em coeficientes $B_{i,j}$, consideradas constante sob certas condições, e traduzida para a equação (20) [28],[30].

$$P_{Loss} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N P_i B_{i,j} P_{gj} \quad (20)$$

Entretanto, quando a distância entre o local de produção e consumo é baixo, ou então geradores estão no mesmo parque electroprodutor, a perda P_{Loss} é negligenciável [28],[30].

Para resolução deste problema de optimização, tradicionalmente recorre-se a vários métodos de optimização matemática, tais como: o método de gradiente, o método Newton-Rapson, a iteração lambda, o multiplicador de Lagrange etc. [31],[32] .

- **Reserva girante**

A reserva girante é uma das restrições do pré-despacho e despacho económico, pertencente à classe das restrições do sistema, considerada como recurso mais efectivo que os operadores de sistema possuem para lidar com o desequilíbrio no sistema, designadamente a oscilação no consumo, a perda forçada de unidade de produção, o erro de previsão, o desvio da potência do gerador em relação ao despachado etc. [33],[34]. Desta forma, é fundamental para a fiabilidade de fornecimento de energia [34], ainda mais em SEH.

Tradicionalmente, a reserva girante é definida com base em critérios determinísticos, entre os quais, o critério $N - 1$, ou em função de uma certa percentagem da carga, ou ainda em função destas duas [31], [35], [36].

No entanto, se por um lado a reserva girante é um serviço de sistema importante para salvaguardar a fiabilidade do sistema, por outro lado consome uma parte significativa de recurso económico que não é negligenciável [33]. Por isso, torna-se fundamental a sua optimização de modo a torná-la em cada instante o mínimo possível, mas suficiente para garantir a operação fiável do sistema.

2.3.2 Optimização do despacho

Neste capítulo, pretende-se com o termo “Optimização do despacho” referir-se à optimização do problema de pré-despacho (*Unit Commitment*) que envolve não só a resolução do problema de pré-despacho, mas também a resolução do problema de despacho económico. A sua optimização consiste em resolver o problema de optimização matemática relativo ao pré-despacho formulado nas equações (12) - (16), de modo à chegar a uma boa solução económica (ótima/sub-ótima) que satisfaz todas as restrições técnicas do problema. Assim, a sua resolução é computacionalmente morosa, na medida em que passa geralmente pela enumeração de todas as combinações entre os geradores no sistema, que pode ser extremamente elevado em número ($2^N - 1$; em que N é o número de gerador no sistema) [26],[37]. Por isso, ao longo do tempo, surgiram vários estudos à volta de técnicas flexíveis, eficientes e fiáveis para a resolução deste tipo de problema de optimização.

Tradicionalmente, as técnicas de optimização do despacho desenvolvidas baseavam-se essencialmente em métodos matemáticos determinísticos [38], nomeadamente, a Lista Prioritária, a Programação Dinâmica, a Programação Inteira Mista, o Relaxação Lagrangeana e o Branch-and-Bound [26],[39] etc.. Cada um destes métodos possui as suas características, descritas, por exemplo, na referência [27]. O método de Lista Prioritária é o mais utilizado por ser rápido e de fácil implementação e compreensão, contudo tem como desvantagem a sua baixa precisão, em parte, pelo facto de não considerar o custo de arranque e paragem de geradores [38],[40]. O método de Programação Dinâmica apresenta como vantagem a sua precisão (atinge a melhor solução), contudo é bastante moroso em termos computacional à

medida que se aumenta o número de geradores e restrições [26],[27]. Enquanto a Programação Inteira Mista tem como principal vantagem a estruturação do modelo com base em premissas de eficiência computacional para aplicação prática, no entanto não converge (falha) quando o número de gerador é elevado [26],[27]. Relativamente ao método de Relaxação Lagrangeana, apresenta como grande vantagem a rapidez na obtenção de solução óptima nas aplicações práticas, entretanto, quando o número de gerador é elevado, pode não convergir para uma solução satisfatória [25],[26]. No que se refere a Branch-and-Bound tem como desvantagem a morosidade computacional que cresce exponencialmente com a dimensão do problema [26].

Em suma, com excepção do método de lista prioritária, todos os métodos de optimização anteriormente referidos baseiam-se em modelos matemáticos exactos e, como tal, possuem como desvantagens a dificuldade de modelização e a ineficiência/ineficácia em atingir a solução óptima, visto que “consomem” tempo proibitivo para gerar uma solução óptima ou por simplesmente não conseguem convergir para uma solução viável em tempo útil.

Assim, com a intuito de ultrapassar as limitações das técnicas de optimização matemática referidas anteriormente, nos últimos 30 anos, tem-se experimentado as técnicas de optimização baseadas em inteligência artificial, como as redes neuronais, a lógica difusa, o algoritmo genético, a *Simulated Annealing*, a pesquisa tabu, a inteligência de enxame, a pesquisa do tipo colónia de formigas, [41], [39], que apesar de não garantem a solução óptima, sendo que se baseiam em métodos heurísticos (Meta heurísticas) não rigorosos, são de um modo geral de fácil implementação e “produzem” boas soluções (sub-óptimas) rapidamente [26]. Além disso, em contraste com as técnicas de optimização clássicas que se baseiam em programação matemática, as técnicas de optimização oriundas da inteligência artificial permitem modelar facilmente problemas de optimização não lineares e de variáveis estocásticas de grande complexidade [29]. Assim, têm requisitos para serem aplicadas em problemas reais do pré-despacho e despacho económico, onde há variáveis estocásticas, como são o consumo, a produção renovável, etc. em que muitas das vezes o objectivo principal é encontrar uma solução sub-óptima num intervalo de tempo bastante restrito.

Particularmente em SEH, onde para além da grande volatilidade do consumo também a produção é variável - produção renovável -, as técnicas de optimização oriundas da inteligência artificial possam ser efectivas, sobretudo porque permitem modelar o problema de forma fácil e ainda lidar com as variáveis estocásticas, como são o consumo de energia e a produção renovável.

Entre as técnicas de optimização do pré-despacho e despacho económico oriundas da inteligência artificial, é de realçar as técnicas de optimização baseada em redes neuronais e lógica difusa, pelo fato de vários estudos demonstrarem, em comparação com outras técnicas de optimização, que estas são flexíveis, rápidas, eficientes (atingem boas soluções), robustas e simples, na resolução do problema de pré-despacho e despacho económico

[29],[26],[37],[38],[42],[43],[44]. Além disso, convém referir ainda que quando são aplicados em simultâneo, como sistema de optimização híbrido, complementam-se e superaram-se as limitações individuais, e assim conseguem-se melhores resultados [45],[46].

2.3.3 Optimização da reserva girante

A optimização da reserva girante em sistemas eléctricos híbridos consiste em determinar a reserva girante estritamente necessária para se fazer face às contingências no sistema, e.g., variação da produção renovável, perdas de geradores etc., e assim salvaguardar a fiabilidade e estabilidade do sistema com mínimo custo. Pois, como já foi referido, se por um lado a fiabilidade e estabilidade do sistema aumenta-se com o aumento da reserva girante no sistema, por outro lado o custo de operação do sistema aumenta-se também [34].

Conforme já foi referido no documento, de modo tradicional, a reserva girante é determinada com base em critérios determinísticos, ou seja, com base no critério $N - 1$, onde a reserva girante disponível no sistema deve ser igual ou superior a capacidade do gerador de maior potência, ou em função de uma certa percentagem do consumo, ou ainda em função destas duas [31],[35],[36]. Adicionalmente, em SEH, é frequente também reservar (determinar) sempre uma certa reserva girante em todos os geradores ligados à rede, como por exemplo, restringido no despacho que os geradores são despachados até 85% das suas capacidades nominais antes de despachar o próximo gerador mais eficiente [1].

Contudo, para vários autores [36],[47], a definição da reserva girante com base em critérios determinísticos é bastante simplista, visto que não reflecte nem as características particulares do sistema, nem as restrições da frequência na operação do sistema. Portanto, na perspectiva destes autores, as variáveis referidas anteriormente são de maior importância na definição da reserva girante do que, por exemplo, a fiabilidade do gerador de maior capacidade (critério $N - 1$). Neste sentido, têm surgido vários estudos que se baseiam em características particulares do sistema e nas restrições da frequência na operação do sistema para determinar a reserva girante em sistemas eléctricos isolados [36],[47].

Neste sentido, tendo em conta as características particulares de SEH, para além de ser crucial preocupar-se com a definição da reserva girante, é também crucial se preocupar com as características particulares do sistema e as restrições da frequência na operação do sistema. Conhecendo as características particulares do sistema permite, por um lado, conhecer a sensibilidade da frequência do sistema e dinâmica de resposta dos geradores, por outro lado, torna possível levar em conta a frequência a partir do qual se dá o deslastre de carga e as restrições do tempo para controlo primário, etc. Assim, permite determinar a reserva girante que efectivamente evita o deslastre de carga e garante a fiabilidade do sistema.

Apesar da aparente simplicidade do problema de optimização da reserva girante, a sua modelização prática em SEH tem sido complexa e computacionalmente exigente, sobretudo

devido a natureza estocástica de contingência, consumo, produção renovável, etc., que envolvem-se na sua formulação matemática [34].

Portanto, pretende-se neste trabalho desenvolver uma estratégia simples, rápida e robusta, que visa fundamentalmente otimizar o despacho de geradores e reserva girante em sistemas eléctricos híbridos. A metodologia a partir da qual será efectuada a optimização do despacho e reserva girante encontra-se no Capítulo III, enquanto as estratégias de optimização descritas no ponto 4.2.

Capítulo III. Metodologias

Da revisão da literatura constatou-se que a optimização do despacho e reserva girante em sistemas eléctricos pode ser efectuada apoiando em métodos de programação matemática ou então em métodos oriundos da inteligência artificial. Nos últimos anos, a optimização do despacho e reserva girante a partir de métodos de optimização oriundos da inteligência artificial tem-se avançado, essencialmente pelas seguintes razões: permite modelar e resolver este tipo de problema sem recorrer explicitamente à sua formulação matemática [38],[42], requer baixo tempo computacional, permite ainda descrever variáveis não lineares e estocásticas, como são o consumo de energia e produção renovável [38],[41].

Assim, no âmbito desta dissertação, apresenta-se um sistema inteligente para optimização automática do despacho e reserva girante em Sistemas Eléctricos Híbridos (SEH), baseando em técnicas oriundas da inteligência artificial, designadamente a lógica difusa (*fuzzy logic*) e o sistema neuro-*fuzzy* (ANFIS – *Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System*). O sistema proposto é composto por dois tipos de controladores inteligentes: um “controlador *fuzzy*” e um ou mais “controladores neuro-*fuzzy* (ANFIS)”. O controlador *fuzzy*, cujas entradas são o consumo e a produção renovável previstos, baseia-se na técnica da lógica difusa para calcular a “potência térmica” a distribuir entre os geradores térmicos no sistema. A “potência térmica”, saída do controlador *fuzzy*, resulta da subtracção ao consumo previsto a produção renovável prevista. O controlador neuro-*fuzzy* (ANFIS), tanto quanto o número de geradores disponíveis no SEH, de entrada “potência térmica” e saída nível de potência (*set-point*) do gerador ao qual se encontra associado, baseia-se no sistema neuro-*fuzzy* para determinar o nível de potência do gerador associado ao controlador, consoante a informação à entrada do controlador ANFIS, proveniente do controlador *fuzzy*. Neste sentido, o controlador neuro-*fuzzy* deve ser adequadamente treinado, com base nas características dos geradores, restrições técnicas do sistema e geradores, e potência térmica (saída) do controlador *fuzzy*, por forma a reproduzir correctamente as acções que se pretende.

Nos pontos seguintes serão descritas as técnicas inerentes aos controladores *fuzzy* e neuro-*fuzzy*, incidindo sobre as diferentes etapas das suas configurações, e também sobre as suas configurações no Matlab.

3.1 Lógica difusa (*fuzzy logic*)

A lógica difusa (*fuzzy logic*) é uma técnica de inteligência artificial que tem por base a teoria de conjunto difuso (*fuzzy set*) desenvolvida por Lotfi A. Zadeh em 1965[48]. Geralmente encontra-se aplicada a controladores *fuzzy*, sobretudo para imitar (reproduzir) acções de operadores de sistema, conforme referido por [49]. Hoje em dia encontramos-a aplicada em diversos controladores de equipamentos electrónicos, tais como: máquina de lavar, aparelhos de ar condicionado, controladores de geradores etc., cujo objectivo principal é de controlar automaticamente a tarefa inerente aos respectivos equipamentos.

A constituição de um controlador *fuzzy* é muito simples [49]. É constituído por um “estágio” de entrada (*fuzzifier*), um estágio de inferência (*inference engine*) e um estágio defuzificador (*defuzzifier*), conforme se pode verificar na Fig. 10.

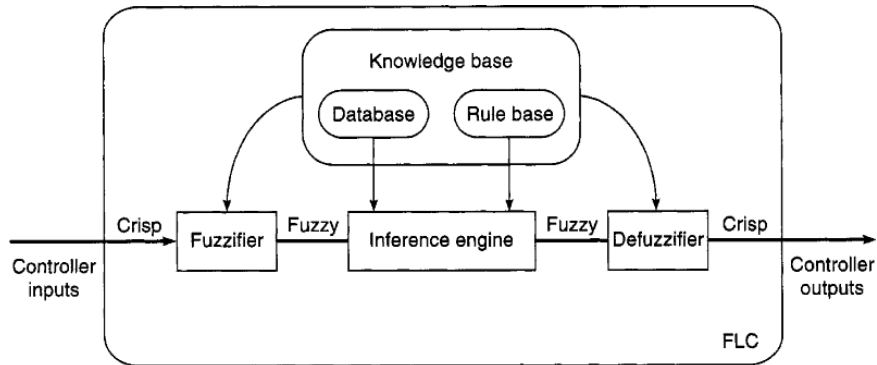


Fig. 10: Esquema de um controlador fuzzy (FLC) [50]

Sendo que a base de um controlador *fuzzy* encontra-se na teoria de conjunto difuso (*fuzzy set*), primeiramente, antes de passar para descrição dos respectivos blocos de um controlador *fuzzy*, serão descritos os fundamentos de um conjunto difuso, comparando-os com a teoria clássica de conjunto.

3.1.1 Teoria de conjunto difuso *versus* teoria clássica de conjunto

A teoria de conjunto difuso (*fuzzy set*) representa, no essencial, uma extensão da teoria clássica de conjunto (*crisp set*) [48]. Na teoria clássica de conjunto um elemento pertence (1) ou não pertence (0) um determinado (sub) conjunto. Porém, na teoria de conjunto difuso é atribuído um “peso”, que varia entre 0 e 1, para representar o grau de pertença de um determinado elemento a um determinado (sub) conjunto.

A título exemplificativo, de seguida será apresentado um caso frequentemente utilizado nas referências - e.g., [51] - para revelar a principal diferença entre a teoria de conjunto difuso e a teoria clássica de conjunto. O exemplo refere-se à avaliação de estatura de um conjunto de indivíduos, que, por exemplo, varia num universo de discurso (x) entre 1,5 a 2,0 m.

Admitindo que se pretende classificar os indivíduos como “baixo” (B) ou “alto” (A), com base na teoria clássica de conjunto, determina-se uma altura de referência, neste caso de 1,70 m, que serve de base à classificação da estatura de indivíduos. Desta forma, um individuo de altura menor ou igual a 1,70 m é considerado baixo (B), e, em contraste, um individuo de altura superior a 1,70 m é considerado alto (A). Para formular matematicamente a classificação de estatura de indivíduos, utiliza-se a função característica ($f_B(x)$) que se segue:

$$f_B(x) = \begin{cases} 0, & \text{só se } x \notin B \\ 1, & \text{só se } x \in B \end{cases}$$

Neste caso, os indivíduos que não pertencem ao conjunto de indivíduos de estatura baixa (B), i.e., de valor binário 0, por exclusão de parte, pertencem à classe de indivíduos de estatura alta (A). A figura seguinte traduz a função característica da teoria clássica de conjunto.

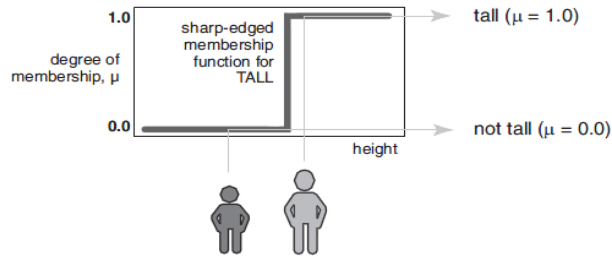


Fig. 11: Função característica da teoria clássica de conjunto [55]

Note-se, na Fig. 11, que há uma transição abrupta de classe de indivíduos de estatura baixa (“ B ”) para classe de indivíduos de estatura alta (“ A ”), visto que por apenas 0,01 m um indivíduo pode não pertencer à classe de indivíduos de estatura baixa para assim pertencer à classe de indivíduos de estatura alta.

Na perspectiva de Zadeh, que introduziu a teoria de conjunto difuso, devido às incertezas e/ou imprecisão da vida prática, a função característica binária da teoria clássica de conjunto - Fig. 11 - deve ser alterada para função de pertença - Fig. 12. A função de pertença representa o grau de pertença, que varia entre 0 e 1, dos elementos (altura de indivíduos) a um determinado subconjunto. Deste modo, os elementos de um subconjunto difuso “ B ”, de universo de discurso “ x ”, têm, cada qual, um grau de pertença ao subconjunto, representado pela seguinte expressão: $\mu_B(x): X \rightarrow [0,1]$, onde $\mu_B(x)$ é o grau de pertença do elemento “ x ” ao subconjunto “ B ”, que indica o quanto o elemento “ x ” pertence ao subconjunto “ B ”. Nesta lógica, um elemento pode pertencer mais do que um subconjunto em simultâneo com igual ou diferente grau de pertença. Como exemplo, um indivíduo de 1,80 m de altura pode pertencer 0,85 ($\mu_A(1,8) = 0,85$) à classe de indivíduos alto (“ A ”) e 0,15 ($\mu_B(1,8) = 0,15$) à classe de indivíduos baixo (“ B ”).

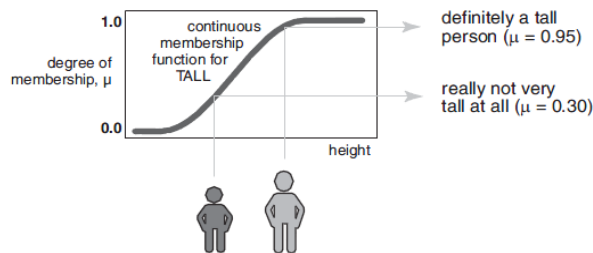


Fig. 12: Função de pertença da teoria de conjunto difuso [55]

Adicionalmente, conforme ainda se pode verificar na figura anterior, a teoria de conjunto difuso veio introduzir uma transição suave entre indivíduos realmente altos e menos altos. Todavia, para cada subconjunto difuso, de um determinado universo de discurso, é fundamental a escolha adequada da função de pertença que efectivamente traduz o grau de pertença de cada elemento do conjunto ao subconjunto. As funções de pertença podem ser do tipo, triangular, gaussiana, trapezoidal, etc. A função de pertença da figura anterior tende-se à função sigmóide (*sigmoid function*).

Operadores de conjunto difuso

De igual modo do que acontece na teoria clássica de conjunto, na teoria de conjunto difuso é também frequente utilizar dois tipos de operadores: 1) o operador de intersecção “e” (*and*), 2) o operador de união “ou” (*or*). Para exemplificar como são efectuados estas operações, serão utilizadas as funções de pertença “baixa” e “média” do universo de discurso da produção eólica que se encontra na figura seguinte, onde as funções de pertença são todas do tipo triangular

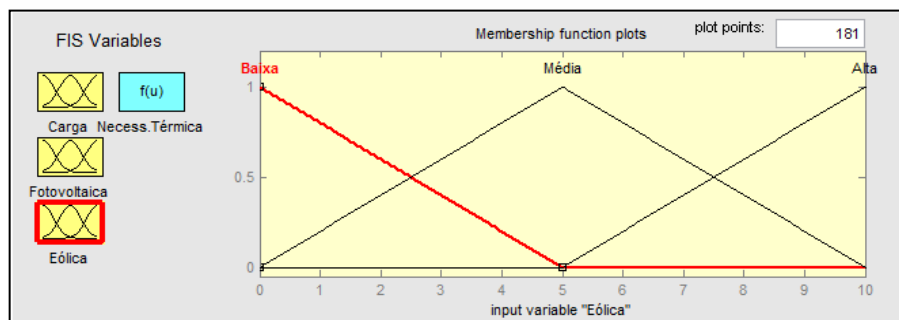


Fig. 13: Universo de discurso da produção eólica

- **Operador de intersecção “e” (*or*)**

Quando se aplica o operador de intersecção “e”, entre os subconjuntos *fuzzy* “Baixa” e “Média” da produção eólica da figura anterior, resulta um outro subconjunto difuso apresentado na Fig. 14., preenchido a preto.

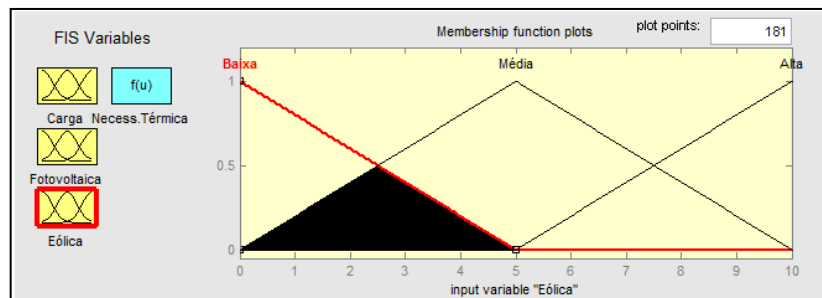


Fig. 14: Operação de intersecção de conjuntos *fuzzy*

Em termos conceptual, o subconjunto de intersecção resulta da intersecção ponto-a-ponto de cada elemento dos dois subconjuntos (alto e baixo), em que para cada ponto é considerado o mínimo grau de pertença entre os respectivos subconjuntos, - $\mu = \min(\mu_{Baixa}, \mu_{Média})$. Nesta lógica, a intersecção entre o subconjunto difuso da produção eólica “baixa” - *Baixa (Potência eólica)* = {(0 1) (2,5 0,5) (5 0) (10 0)} - e o subconjunto difuso da produção eólica “média” - *Média (Potência eólica)* = {(0 0) (2,5 0,5) (5 1) (10 0)}, resulta o subconjunto difuso que se segue.

$$Baixa \cap Média = \{(0\ 0)\ (2,5\ 0,5)\ (5\ 0)\ (10\ 0)\}$$

- **Operador de união “ou” (and)**

Quando se aplica a teoria de operador de união (“ou”) entre os subconjuntos *fuzzy* “Baixa” e “Média” referidas anteriormente, resulta um outro subconjunto difuso apresentado na Fig. 15., preenchido a preto.

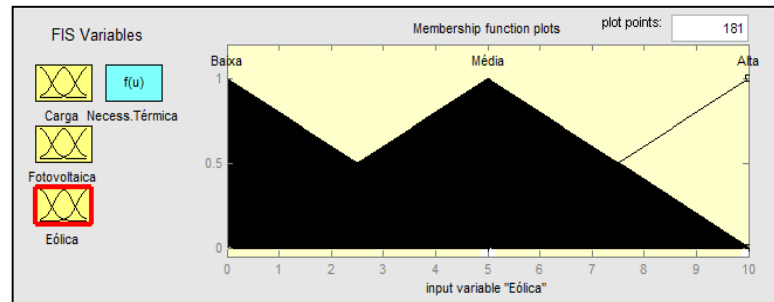


Fig. 15: Operação de união de conjuntos fuzzy

Em termos conceptual, considera-se para os respectivos pontos (potências) o máximo grau de pertença entre a união dos subconjuntos, e, deste modo, resulta o subconjunto difuso abaixo.

$$Baixa \cup Média = \{(0\ 1)\ (2,5\ 0,5)\ (5\ 1)\ (10\ 0)\}$$

3.1.2 Fuzificação

A “fuzificação” é o estágio que visa receber os valores quantitativos de um determinado universo de discurso (intervalo que se compreende os valores) e mapeiam-nos para expressões linguísticas, como por exemplo, muito baixo, baixo, alto, muito alto etc., atribuindo assim a cada elemento do intervalo um grau de pertença aos subconjuntos. Dito de outra forma, transforma os dados de previsões (de sensores ou transdutores) em variáveis linguísticas, com o argumento de que na maioria das situações de vida prática apenas precisa de informações linguísticas, não exactas e/ou incertas, para tomar uma decisão. Por exemplo, se da previsão meteorológica ficou-se a saber que nas próximas horas a velocidade média do vento é de 20 m/s, é provável que um operador do sistema eléctrico tome as diligências no sentido de acomodar a máxima produção eólica na rede, pois é muito provável que a produção eólica

seja elevada. Em contrapartida, é provável que um banhista tome as diligências no sentido de cancelar a ida à praia, visto que analogamente é muito provável que a onda seja elevada.

Tendo em conta o que foi dito no parágrafo anterior, o estágio da fuzificação é uma das partes vitais de um controlador *fuzzy*, visto que uma fuzificação errada ou escolha errada de função de pertença implica uma inferência errada e, consequentemente, a tomada de decisão. Por isso, a fuzificação deve ser feita por aquele que conhece o sistema, e.g., um especialista ou operador do sistema, a partir de informações disponíveis, e depois de validá-los (ou filtrá-los).

3.1.3 Inferência e regras

A configuração do estágio de inferência e regras de um controlador *fuzzy* envolve a inclusão das regras que relacionam as variáveis de entrada e de saída, e, ainda, a escolha de um modelo de inferência com base no qual o controlador *fuzzy* reproduz à (s) acção (ões) que se destina.

- **Regras**

Em termos comparativos, as regras são análogas às expressões matemáticas que são geralmente incluídas na função objectivo de um problema de tomada de decisão clássica (formulado matematicamente). Normalmente são construídas a partir de experiências e/ou conhecimento humano, designadamente, do operador de sistema e/ou especialistas, e ficam guardadas no controlador juntamente com as variáveis de entrada e os seus respectivos universo de discurso e as funções de pertenças consideradas na fuzificação.

De forma semelhante à qualquer regra, as regras *fuzzy* também são expressas por um conjunto de se-então (*se < antecedente > então < consequente >*).

Com efeito, o número de regras de um controlador *fuzzy* depende, essencialmente, das funções de pertenças da (s) variável (eis) de entrada que geralmente varia entre três (3) a cinco (5) [49].

Como exemplo, se considerar um controlador *fuzzy* de uma (1) variável de entrada (*produção eólica*) e duas funções de pertença (baixa e alta), o controlador deve ter duas (2) regras, que correspondem ao número de funções de pertença do controlador, demonstradas de seguida.

se < produção eólica é máxima > então < desligar o gerador I (de 10 MW) >

se < produção eólica é baixa > então < ligar o gerador I (de 10 MW) >

O propósito do controlador *fuzzy* do exemplo anterior é de ligar ou desligar o gerador I consoante o nível da produção eólica. Entretanto, na prática, o propósito de um controlador *fuzzy* não é tão “elementar” como do exemplo anterior. Dito de outra forma, um controlador

fuzzy geralmente combina as diferentes funções de pertença de várias variáveis de entrada do controlador, através dos operadores fuzzy “e” (*and*), “ou” (*or*) e “não” (*not*), de modo a ter um leque maior de regras e decisões a tomar.

A título de exemplo, se considerar um controlador *fuzzy* que envolve três variáveis de entrada (previsão do consumo de energia, previsão da produção eólica e previsão da produção fotovoltaica), cada qual de três funções de pertença (baixa, média e alta), o sistema deve ter pelo menos 27 ($3 \times 3 \times 3$) regras, que resulta da multiplicação das três funções de pertença de cada entrada.

- **Inferência**

A forma como se dá o processamento das regras difusas existentes na base do conhecimento de um controlador *fuzzy* depende do tipo de modelo de inferência escolhido. Entre os vários modelos de inferência, destacam-se os modelos Mamdani e Takagi-Sugeno pelo facto de são mais comuns. Ambos baseiam em antecedentes linguísticos (e.g., baixo, médio etc.), entretanto a grande diferença reside no consequente das regras, e, nesse sentido, na agregação e “defuzificação” das regras.

Modelo Mamdani

A principal característica do modelo de inferência Mamdani é que quer os antecedentes quer os consequentes são difusos e, portanto, são agregados com operadores *fuzzy* “e” e/ou “ou”. Este modelo é conhecido como de Max-Min, que correspondem às operações de união “ou” (Máximo) e intersecção “e” (Mínimo) de conjuntos *fuzzy* [52]. O que quer dizer que os conjuntos difusos dos antecedentes de cada regra são agregados por meio de operadores de intersecção *fuzzy* “e” que origina um grau de disparo que limita os valores máximos dos conjuntos de saída, e a agregação dos consequentes difusos, ou seja, a composição de todas as regras disparadas (activadas), é realizada através de operador de união “ou”. A figura Fig. 16 traduz a forma como são agregadas as entradas e as saídas de cada regra com base no modelo de inferência de Mamdani.

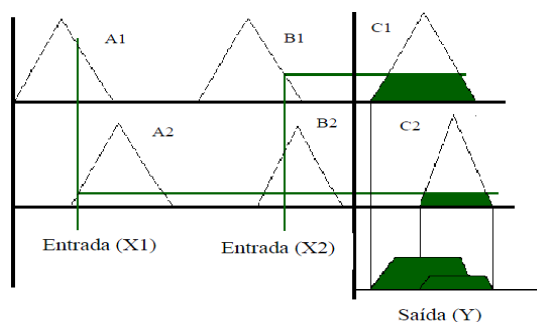


Fig. 16: Modelo de inferência Mamdani

A forma como o modelo Mamdani efectue a defuzificação, ou seja, a forma como converte o conjunto difuso resultante (Y) em valores quantitativos “*crisp*”, será abordado no ponto 3.1.4. De acordo com [53], embora este modelo de inferência seja muito intuitivo e de elevada aceitação, é pouco eficiente.

Modelo Takagi-Sugeno

A diferença do modelo de inferência Takagi-Sugeno para com o modelo de inferência Mamdani encontra-se no consequente. O consequente do modelo de inferência Takagi-Sugeno, contrário ao modelo de inferência Mamdani, pode ser tanto constante ou linear em função das variáveis de entrada [51]. Quando o consequente é linear, i.e., um polinómio de primeiro grau em função das variáveis de entrada – equação 21 –, o resultado de inferência *fuzzy* é denominado de sistema de inferência Takagi-Sugeno de primeira ordem. Caso contrário (constante), sistema de inferência Takagi-Sugeno de ordem zero.

$$f(x, y, z) = a_i \times x + b_i \times y + c_i \times z + D_i \quad (21)$$

Os coeficientes a_i , b_i , e c_i referem-se ao “peso” de cada uma das variáveis na saída, e o termo D_i refere-se a constante do polinómio, enquanto x , y e z são as variáveis de entrada. Como exemplo de modelo de inferência Takagi-Sugeno de primeira ordem, segue-se a Fig. 17.

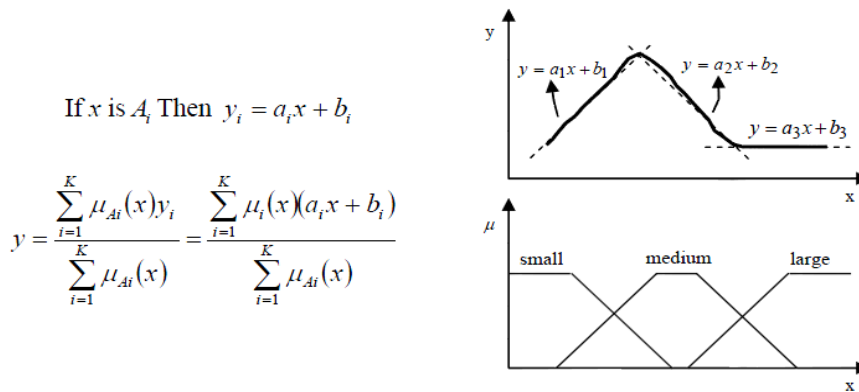


Fig. 17: Modelo de inferência Takagi-Sugeno [54]

O modelo de inferência Takagi-Sugeno apresentado acima é de apenas uma variável de entrada e de três funções de pertinência triangular (pequeno, médio e largo), dispondo assim de três regras. Conforme as expressões da figura anterior mostram, cada regra difusa origina como saída (consequente) parcial um polinómio de primeira ordem (y_i). Nesta lógica, sempre que uma regra é activada sucede uma saída parcial, que por conseguinte tem o seu “peso” na saída (y) agregada, que depende do grau de pertinência da variável “ x ” em cada conjunto difuso das regras [54]. Assim sendo, utilizando o modelo de inferência Takagi-Sugeno, não é necessário defuzificar a saída.

Comparativamente com o modelo Mamdani, o modelo Takagi-Sugeno possui as seguintes vantagens: é mais preciso, funciona bem na otimização e aplicada as técnicas adaptativas, é adequado para “operações” matemáticas e ainda funciona bem com sistemas lineares (e.g., controlo PI) [53].

3.1.4 Defuzificação

A “defuzificação” é o processo contrário da fuzificação, dito por outras palavras, é o processo que visa transformar os conjuntos *fuzzy* de saída (qualitativos) em valores quantitativos. Contudo, nem todos os métodos de inferência *fuzzy* têm a necessidade de defuzificar a sua saída, como o exemplo, o método de inferência Takagi-Sugeno, uma vez que o consequente já é quantitativo. Em contrapartida, o modelo de inferência Mamdani precisa-se de um “estágio” para defuzificação de saída, sendo que os consequentes são qualitativos (e.g., baixo, alto etc.). Com efeito, é comum utilizar os seguintes métodos de defuzificação [54]: o Método centro de massa (CoG), o Método de média dos máximos (MoM) e o Método centro de área (CoA). Porém, apenas serão descritos o Método centro de massa (CoG), por ser um dos métodos mais utilizados, e o Método de média dos máximos (MoM), por ser de demonstração rápida.

- **Método centro de massa (CoG)**

Este método procura-se, no intervalo de saída ($[Z_1 Z_2]$), o centro de massa do conjunto *fuzzy* agregada, A , a partir da seguinte equação:

$$CoG = \frac{\int_{Z_1}^{Z_2} \mu_A(x) \times x \times \partial x}{\int_{Z_1}^{Z_2} \mu_A(x) \times \partial x} \quad (22)$$

- **Método de média dos máximos (MoM)**

Este, por sua vez, procura-se o ponto médio entre os valores inferidos de maior grau de pertença utilizando a equação que se segue:

$$u^* = \sum_{m=1}^M \frac{u_m}{M} \quad (23)$$

O método de defuzificação também influencia o valor quantitativo de saída, como se pode verificar da diferença que os dois métodos anteriores se apresentam. Por isso, deve-se escolher aquele que melhor se ajuste ao caso.

3.1.5 Configuração de um controlador *fuzzy* no Matlab

Conforme mostra a Fig. 18, a partir do *Toolbox fuzzy* de Matlab é possível configurar os dois tipos de controlador *fuzzy* mais usual.

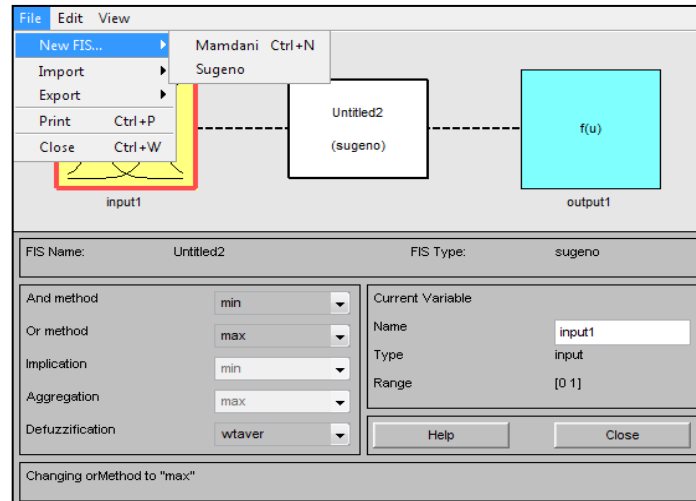


Fig. 18: *Toolbox fuzzy* de Matlab

No entanto, neste âmbito, apenas será exposto a configuração de um controlador *fuzzy* do tipo Takagi-Sugeno, uma vez que este serve melhor o propósito deste trabalho.

A configuração de um controlador Takagi-Sugeno a partir de *Toolbox Matlab* é bastante rápida, quando se compara com a configuração do controlador Mamdani, pois não tem que se preocupar tanto com o tipo de operador, o tipo de implicação e a escolha do método de defuzzificação que melhor se ajuste ao problema. A sua configuração consiste, basicamente, na configuração de três blocos: 1) o (s) bloco (s) de entrada, onde se configura a defuzzificação da entrada; 2) o bloco central, onde se implementa as regras de inferência; e 3) o bloco de saída, onde se escolhe o tipo de saída (constante / linear).

Como exemplo de como se configurar um controlador do tipo Takagi-Sugeno no Matlab-Simulink, imagine que se pretende configurar um controlador Takagi-Sugeno que tem como entrada a previsão do consumo, a previsão da produção eólica e a previsão da produção fotovoltaica, e, como saída, uma potência denominada de “necessidade de potência térmica”, que resulta de subtração ao consumo esperado a produção renovável esperada.

- **Configuração do estágio de fuzificação**

Para a fuzificação de entradas admite-se, por um lado, os seguintes pressupostos: o consumo previsto varia entre 18 – 43 MW, a produção fotovoltaica varia entre 0 – 5 MW e a produção eólica varia entre 0 – 10 MW. Por outro lado, assumiu-se também três funções de pertença de tipo triangular para cada uma das entradas. Assim, após adicionar as variáveis de entrada e configurá-las de acordo com os pressupostos anteriores, chega-se as configurações da Fig. 19.

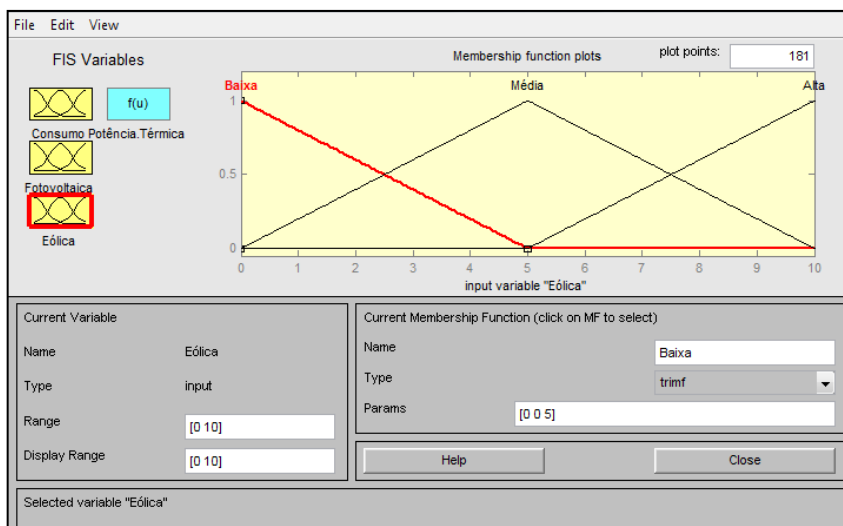


Fig. 19: Etapa de fuzificação de entradas de um controlador Takagi-Sugeno.

- **Configuração do estágio de regras e inferência**

Tendo em conta o número de funções de pertenças de entradas, consegue-se, no máximo, 27 ($3 \times 3 \times 3$) regras distintas, que podem ser agregadas com operador de união “and”, como ilustra a Fig. 20.

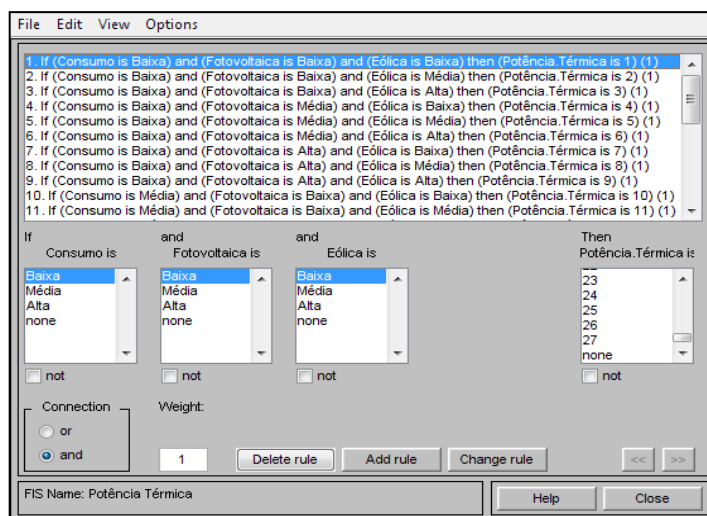


Fig. 20: Bloco de regras e inferência de um controlador Takagi-Sugeno

- **Configuração do estágio de saída**

Neste estágio, deve-se configurar o tipo de saída que se pretende. Escolhendo uma saída constante, deve-se para cada uma das regras (1,2...27) definir o valor constante que se pretende. Contudo, para este caso específico, pretende-se que a saída de cada regra seja um polinómio em função das variáveis de entrada. Neste sentido, todas as regras foram

configuradas com parâmetros 1, -1,-1, 0, conforme mostra a Fig. 21. Note-se que apenas o primeiro termo tem o peso 1, o que significa que para cada par de entrada é subtraído ao consumo previsto a produção renovável prevista. O polinómio das saídas tem o seguinte aspecto: $f(x, y, z) = 1 \times x - 1 \times y - 1 \times z + 0$, onde o termo constante é nulo.

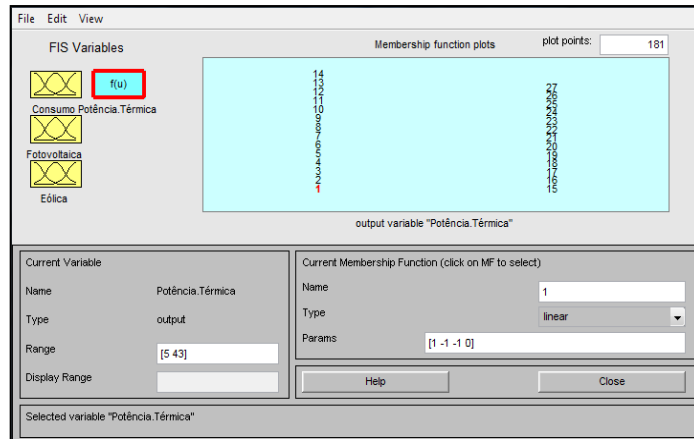


Fig. 21: Configuração de saída de um controlador tipo Takagi-Sugeno no *Matlab*

Concluindo as configurações anteriores, conforme pode-se constatar na Fig. 22, para cada par de entrada é subtraído ao consumo previsto a produção renovável prevista. Por exemplo, quando o consumo previsto é de 25 MW, a produção fotovoltaica de 3 MW e a produção eólica é de 6 MW, a potência térmica necessária (a distribuir entre os geradores térmicos com base em critérios técnicos e económicos é de 16 MW ($f(x, y, z) = 1 \times 25 - 1 \times 3 - 1 \times 6 + 0$).

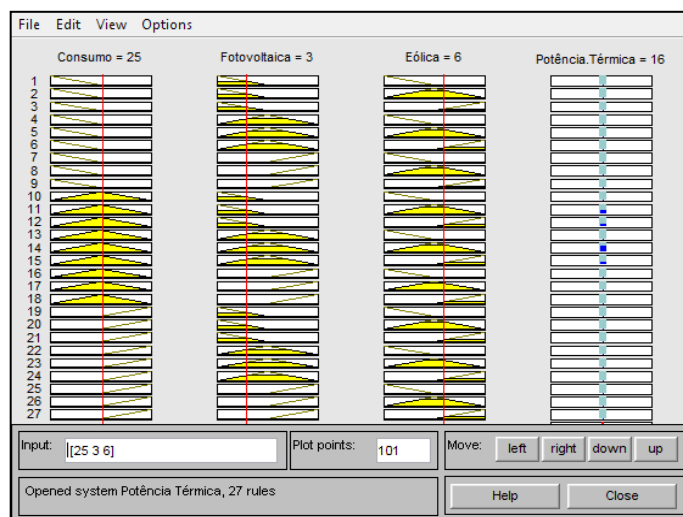


Fig. 22: Cálculo da potência térmica necessária a partir dum controlador do tipo Takagi-Sugeno

3.2 Sistema neuro-fuzzy (ANFIS)

O sistema ANFIS (*Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System*), proposto por Roger Jang em 1993[55], baseia-se em redes neuronais e lógica difusa, como sistema híbrido, com objectivo de ajustar as funções de pertenças e regras a conjunto de pares entrada-saída de um problema de inferência, de modo que o controlador reproduza melhores pares entrada-saída. Dito por outras palavras, contrário do que acontece em sistema de inferência clássica, nomeadamente, o sistema Takagi-Sugeno e Mamdani, em que se deve escolher cuidadosamente as funções de pertenças e regras de inferência que melhor representam os pares entrada-saída, que requer muito tempo, um sistema de inferência neuro-fuzzy (ANFIS) suporta a construção de um conjunto de regras *fuzzy* (*se-então*) e funções de pertenças apropriadas para reproduzir/mapear os pares entrada-saída pretendidos [48].

A principal vantagem do sistema proposto por Roger Jang é que combina as sinergias de técnicas de redes neuronais e sistema de inferência da lógica difusa. Na verdade, combina a capacidade de aprendizagem do sistema de inferência *fuzzy* com a capacidade de formação de base do conhecimento das redes neuronais [48]. Assim, supera as limitações individuais e, deste modo, origina um sistema inteligente híbrido bastante eficiente.

Portanto, um sistema neuro-fuzzy pode ser utilizado na modelização de problemas não lineares, na identificação de componente *online* de um sistema de controlo [55] e no despacho de geradores, sendo que este último é o propósito deste trabalho.

O sistema neuro-fuzzy (ANFIS) ajusta as condições iniciais de um sistema de inferência, ou mapeia um sistema de inferência para um conjunto de pares entrada-saída, baseando no algoritmo *backpropagation* ou algoritmo híbrido resultante da combinação de estimação do método de mínimos quadrados (*least squares estimation*) e *backpropagation*. A estrutura básica de um sistema ANFIS de 5 camadas (*layers*) encontra-se na Fig. 23. É de realçar que a estrutura do sistema ANFIS apresentada abaixo é semelhante a de Takagi-Sugeno, visto que esta se refere a um sistema ANFIS que se baseia no sistema de inferência Takagi-Sugeno.

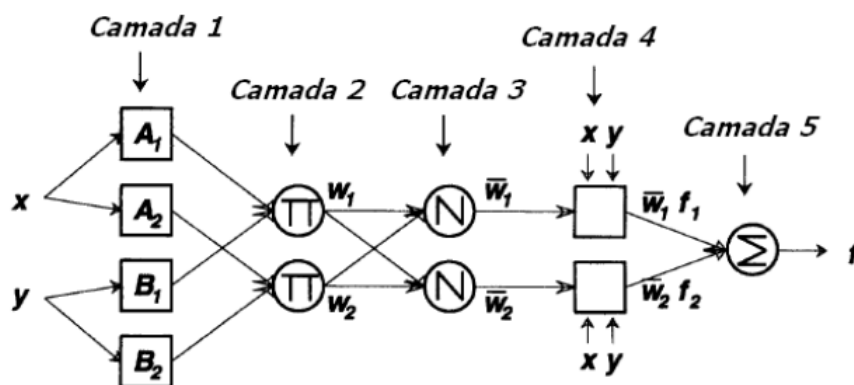


Fig. 23: Estrutura de sistema neuro-fuzzy (ANFIS). Fonte [55]

Para descrever a estrutura do sistema ANFIS da figura anterior, será designada a saída de cada nó de $O_{m,i}$, onde “ m ” representa o número de camada e “ i ” o número de nó pertencente. É de realçar que os elementos (nós) pertencentes à mesma camada têm as mesmas funções, que serão descritas de seguida.

Camada 1

Os nós desta camada visam gerar um grau de pertença das respectivas entradas associadas às suas funções de pertença. As funções de pertença das entradas podem ser do tipo triangular, e, se assim for, a saída de cada nó desta camada é dada pela expressão em baixo.

$$O_{1i} = \mu_A(x; a_i, b_i, c_i) = \begin{cases} 0, & x \leq a_i \\ \frac{(x - a_i)}{(b_i - a_i)}, & a_i \leq x \leq b_i \\ \frac{(c_i - x)}{(c_i - b_i)}, & b_i \leq x \leq c_i \\ 0, & c_i \leq x \end{cases}$$

Os parâmetros a_i , b_i e c_i representam os parâmetros premissas das respectivas funções de pertença de entrada. Admitindo que todas as funções de pertença das entradas é do tipo triangular, então as funções de pertença da entrada y é igual a da entrada x , e, neste caso, as funções de pertença da entrada y é também dada pela expressão anterior, mudando apenas a variável x por y e conjunto A por B . Estes nós são adaptativos e podem ser ajustados por algoritmos híbridos (*least squares estimation* e *backpropagation*).

Camada 2

Todos os nós desta camada são nós fixos, cuja saída é igual ao produto de todos os sinais de entrada [48]. Exemplo:

$$O_{2i} = w_i = \mu_{A_i}(x) \times \mu_{B_i}(y) \quad i = 1,2 \quad (24)$$

O resultado de cada nó activa uma regra, geralmente, baseando no operador “*and*”.

Camada 3

Os i – ésimo nó desta camada calcula a razão entre o i – ésimo regra activada e a soma de todas a regras activadas [48]. Através da seguinte expressão:

$$O_{3i} = \overline{w}_i = \frac{w_i}{w_1 + w_2} \quad i = 1,2 \quad (25)$$

Camada 4

A saída de todos os nós i desta camada é adaptativo e calculada pela seguinte expressão [48].

$$O_{4i} = \overline{w}_i f_i = \overline{w}_i (p_i \times x + q_i \times y + r_i) \quad (26)$$

Os parâmetros p_i, q_i e r_i são os parâmetros desta camada, normalmente denominados de consequentes que, de acordo com [48], podem ser ajustados a partir de RLSE (*Recursive Least Square Estimator*).

Camada 5

O único nó desta camada, denominada de nó somatório, calcula a saída global como o somatório de todos os sinais de entrada a partir da seguinte expressão [48]:

$$O_{5i} = \sum_i \overline{w}_i f_i = \frac{\sum_i \overline{w}_i f_i}{\sum_i \overline{w}_i} \quad (27)$$

É desta maneira que se constrói um sistema de inferência ANFIS que tem as mesmas funções do sistema de inferência Takagi-Sugeno referido atrás [55].

- **Configuração de um sistema ANFIS no Matlab**

Tendo reunido os pares entrada-saída para os quais pretende-se construir um sistema/modelo de inferência ANFIS, pode-se apoiar no *Toolbox* de Matlab apresentada na Fig. 24. A partir deste, é possível ajustar as funções de pertença e regras de inferência aos pares que não se conhece o modelo de inferência ou, por simplesmente, é de difícil inferência a partir do conhecimento que se tem do sistema.

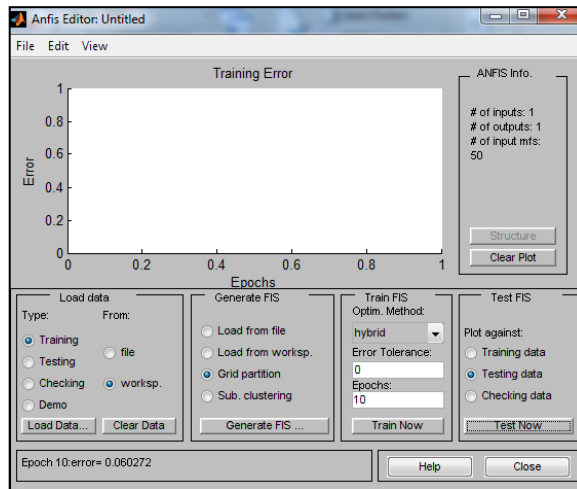


Fig. 24: Toolbox ANFIS de Matlab

Como regra geral, para ajustar um sistema de inferência ANFIS a um conjunto de pares entrada-saída, é essencial não só dispor de um grande leque de pares entrada-saída, preferencialmente completo, como também conhecer o sistema por forma a validar o sistema de inferência. Para o efeito de treinamento e validação do sistema de inferência, geralmente são preparados dois tipos de pares entrada-saída: um para o treinamento, outro, para a validação.

Os pares entrada-saída de treinamento, geralmente extraídos de leque de todos os pares, são efectivamente os dados de base para criar o modelo de inferência. Enquanto os pares entrada-saída de validação, também extraído de leque de todos os pares, e diferente dos pares de treinamento, são usados para verificar como o sistema determina as saídas, quando este recebe *inputs* diferentes daqueles que foi treinado e, ao mesmo tempo, para ajustar o sistema de forma que quando recebe entradas diferentes daquelas que serviu de treinamento, este tenha um bom desempenho. Adicionalmente, os dados de validação permitem verificar se os dados de treinamento são suficientes para modelar um sistema de bom desempenho e também verificar e controlar a potencialidade do modelo ajustar demasiado (*overfitting*) aos dados.

Treinamento de sistema

Após carregar os dois tipos de dados para o ambiente de *Toolbox* ANFIS e, por um lado, aceitando a configuração por defeito relativamente a *Grid partition*, hybrid e erro de tolerância (Error Tolerance), e, por outro lado, alterando o *epochs*, por exemplo para 50, escolhe-se por “tentativa de erro” o tipo e número de funções de pertença para a (s) entrada (s), de modo que o erro entre os dados de treinamento e dados de validação seja baixo e apresente a configuração da Fig. 25.

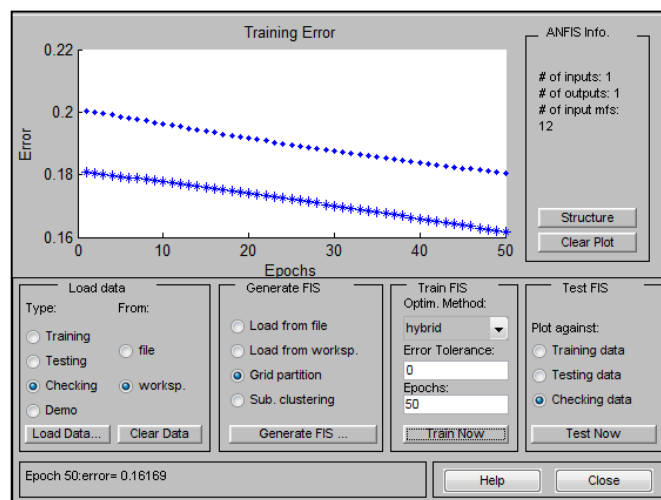


Fig. 25: Erro de treinamento de sistema ANFIS aceitável

Em princípio, o erro apresentado na figura anterior tende a diminuir à medida que se melhore o treinamento do sistema (e.g., aumentado o número de funções de pertença). Contudo, a

partir de um certo ponto de treinamento o sistema começa a entrar em *overfitting*, aumentando assim o erro de validação e assim passa a ter uma configuração parecida com a da Fig. 26.

Com efeito, é desejável que o erro entre os dados de treinamento e dados de validação seja o mínimo possível. Portanto, enquanto o sistema apresenta o aspecto da Fig. 26, deve-se alterar o número e tipos de funções de pertinência ou aumentar os pares entrada-saída de dados de treinamento, de modo a conseguir o aspecto da configuração da Fig. 25.

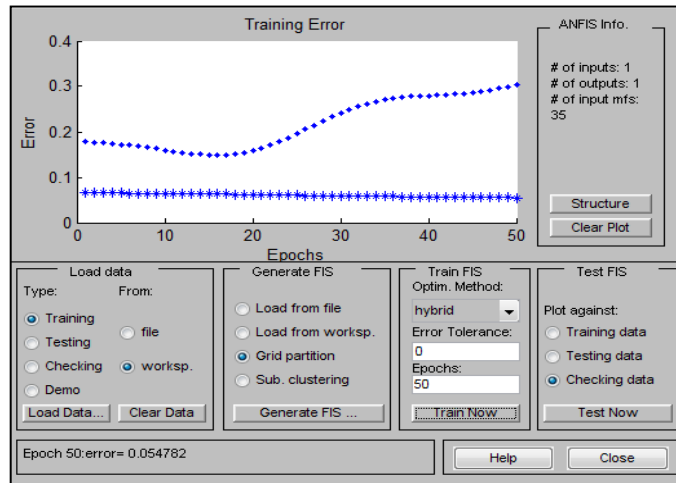


Fig. 26: *Overfitting* de um modelo ANFIS

Validação do modelo de inferência

A validação do modelo é processo que consiste em verificar o desempenho do modelo para um conjunto de pares entrada-saída para o qual o sistema não foi treinado. Por isso, procura-se um modelo que quando se apresenta os dados de validação este apresenta uma configuração parecida com a da Fig. 27. Ou seja, um modelo que reproduza praticamente todas as pares entrada-saída de validação.

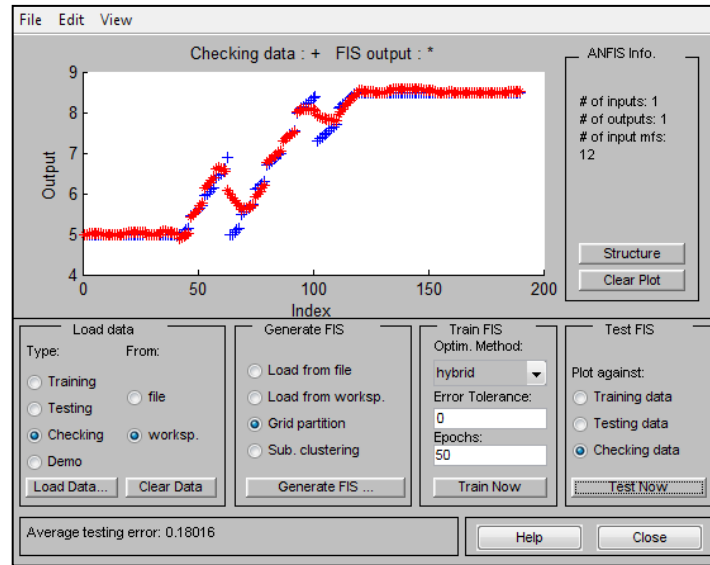


Fig. 27: Validação de modelo ANFIS

Capítulo IV. Caracterização do sistema eléctrico híbrido da ilha de Santiago e optimização do despacho e reserva girante

Neste capítulo, primeiramente, pretende-se caracterizar o SEHIS. De seguida, com base na metodologia descrita no Capítulo III, apresenta-se um sistema para optimização automática do despacho e reserva girante em SEHIS.

4.1 Caracterização do sistema eléctrico híbrido da ilha de Santiago

O sistema eléctrico da ilha de Santiago (em Cabo Verde) encontra-se sob exploração da Electra SARL, empresa responsável pela produção e distribuição de electricidade em todo o arquipélago de Cabo Verde, assim como pela produção e distribuição de água potável na ilha de S. Vicente e Sal, na cidade da Praia em Santiago e na Vila do Sal-Rei na Boavista.

Até há bem pouco tempo, 2012, o sistema eléctrico da ilha de Santiago era constituído por várias redes eléctricas “remotas”, exploradas de forma isoladas, nas quais predominavam-se as tecnologias de produção térmica, nomeadamente, a tecnologia a fuelóleo e a diesel, conforme se pode verificar na Fig. 28. A produção de energia eléctrica era garantida essencialmente pelas centrais térmicas de pequena dimensão (inferior a 5 MVA, e de elevado custo de produção) e distribuída em MT a 20 kV, com excepção da rede eléctrica da Praia, situada a Sul da ilha de Santiago, na qual foi instalada em 1994 um parque eólico de 900 kW, e, em 2010, um parque fotovoltaico de 5 MWp, e ainda onde existe alguns quilómetros de redes eléctricas de MT a 15 kV.

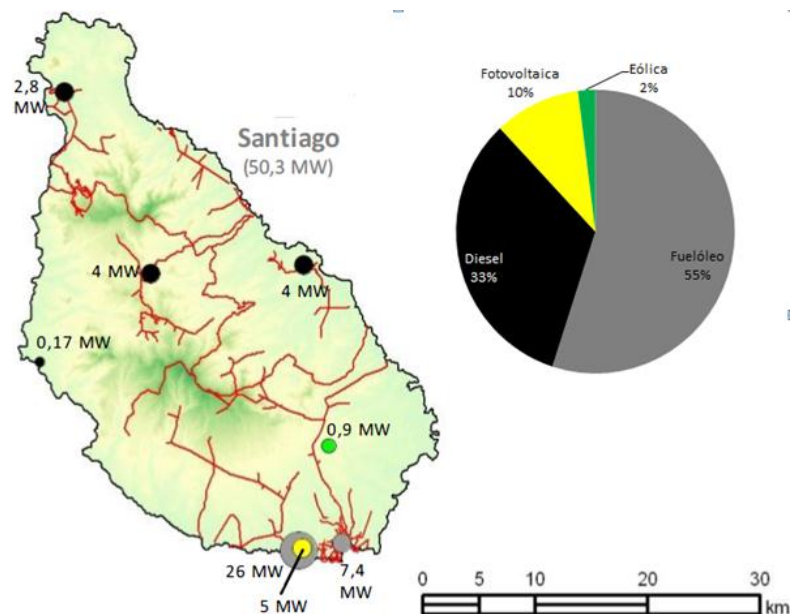


Fig. 28: Mapeamento do sistema eléctrico da ilha de Santiago em 2011 [56]

De acordo com a Fig. 28, e ainda conforme se pode verificar nos distintos diagramas de carga das diferentes redes eléctricas da ilha de Santiago relativamente ao ano 2009 - Fig. 29 -, o grande consumo do SEHIS encontra-se ao Sul da ilha, ou seja, na cidade da Praia (capital do país), que representa em termos de consumo 143.676 MWh (91%) de um total de 158.479,00 MWh da energia consumida na ilha em 2009.

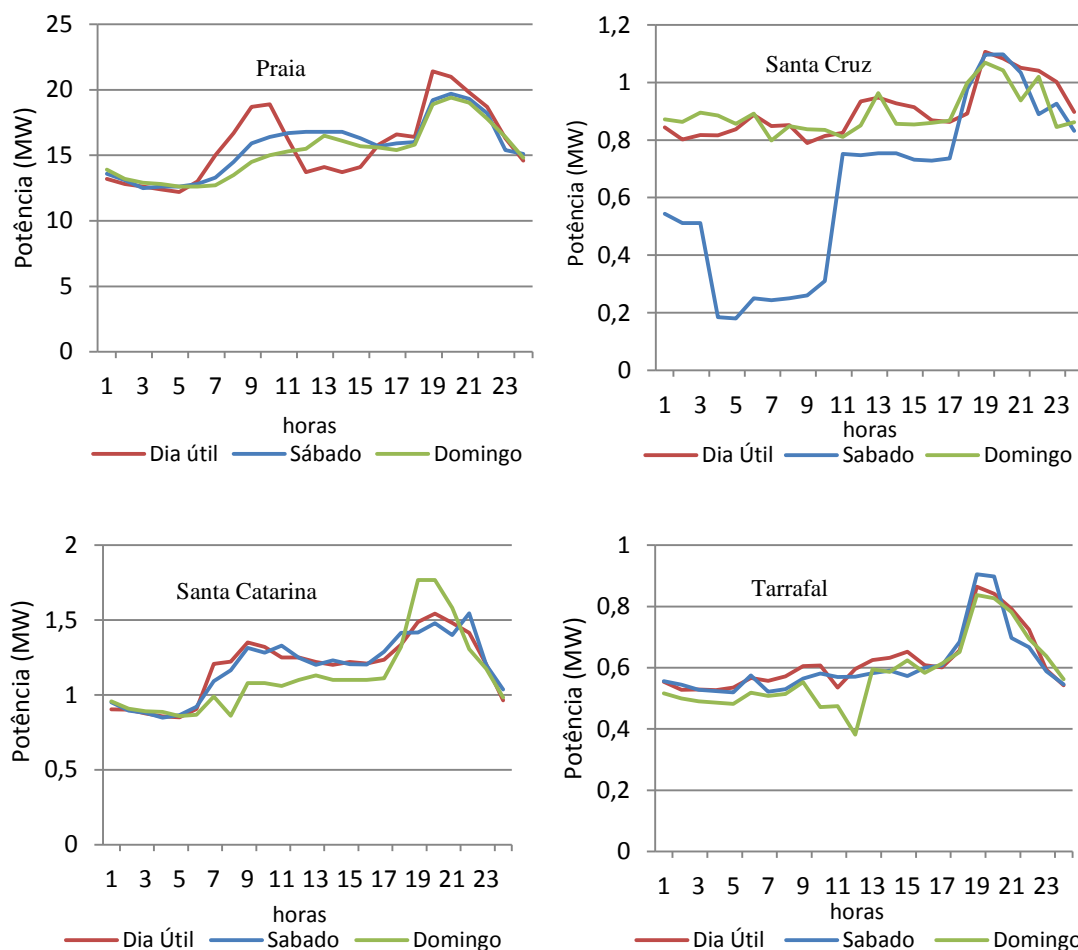


Fig. 29: Diagrama de carga do sistema eléctrico da ilha de Santiago (2009). Dados da Electra

Contudo, recentemente - em 2012 - o sistema eléctrico da ilha de Santiago foi profundamente reestruturado com a interligação das pequenas redes eléctricas e com a centralização do parque electroprodutor na cidade da Praia, e ainda com a entrada em funcionamento de um novo parque eólico de 10 MW, instalado no Monte de São Filipe, nas imediações do antigo parque eólico de 900 kW. Desta forma, produz-se toda a energia eléctrica junto do maior centro de consumo da ilha (cidade da Praia) e é transportada para o Centro e Norte da ilha, por meio de uma subestação elevadora (20/60 kV) localizada na cidade da Praia e uma linha de 60 kV que liga à subestação abaixadora (60/20 kV) da localidade de Calheta (“Centro-Este”), a partir da qual distribui-se a energia a 20 kV para as localidades do Centro e Norte.

Com esta nova configuração desactivaram-se todas as pequenas centrais obsoletas do Centro e Norte da ilha, e, deste modo, é expectável aumentar a fiabilidade do sistema e diminuir o custo de produção.

Resumidamente, o actual sistema eléctrico da ilha de Santiago encontra-se interligado basicamente por linhas de MT a 20 kV e a 60 kV, e com único parque electroprodutor localizado a Sul da ilha (cidade da Praia), decomposto pelas unidades de produção que constam no Quadro 1.

Designação	Potência Nominal (MVA)	Potência Activa Nominal (MW)	Potência Activa Mínima (MW)	Tipo de Combustível	Custo de Produção (€/MWh) à plena carga
Sistemas térmicos					
Gerador I	12,50	10,00	5,00	Fuel380	**
Gerador II	12,50	10,00	5,00	Fuel380	**
Gerador III	9,30	7,44	4,00	Fuel380	118,25
Gerador IV	9,30	7,44	4,00	Fuel380	118,25
Gerador V	6,98	5,58	3,00	Fuel380	121,00
Gerador VI	6,98	5,58	3,00	Fuel380	121,00
Gerador VII	3,17	2,53	1,50	Diesel	163,40
Gerador VIII	3,17	2,53	1,50	Diesel	163,40
Gerador IX	2,95	2,36	1,50	Diesel	181,56
Sistemas fotovoltaicos					
Parque Fotovoltaico	5 MW	Localizado na cidade da Praia e ligado à rede de MT (20 kV)			
Sistemas eólicos					
Parques Eólicos	9,35 MW + 0,9 MW	Localizados na cidade da Praia (Monte/Ilhéu de São Filipe)			

** Foram Instalados recentemente, por isso, não foi possível obter informações relativas aos seus consumos específicos. No entanto, para o efeito do despacho, foi considerado o consumo específico dos geradores III e IV.

Quadro 1: Constituição do parque electroprodutor de Santiago em 2012. Dados da Electra

Em termos de potência activa instalada, com base no Quadro 1, o “mix” electroprodutor da ilha de Santiago encontra-se apresentado na figura que se segue.

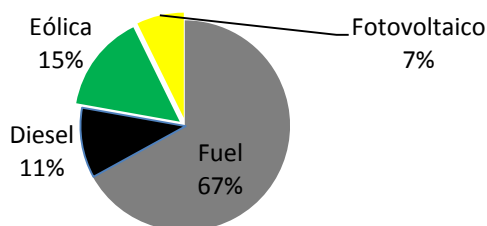


Fig. 30: Mix electroprodutor da ilha de Santiago para 2012

No que se refere ao consumo da ilha, que sofreu um aumento de pico de 7% de 2009 para 2010, de acordo com a previsão da Electra, com a reestruturação do sector e aumento de consumo ao longo dos anos 2010 e 2011, é previsível que o consumo cresça 14% de 2010 para 2012. Nesse sentido, agregando os diferentes diagramas de carga das pequenas redes eléctricas de 2009 - Fig. 29- e assumindo as estimativas da Electra, a Fig. 31 traduz o consumo previsto para 2012, especificamente para Dezembro de 2012.

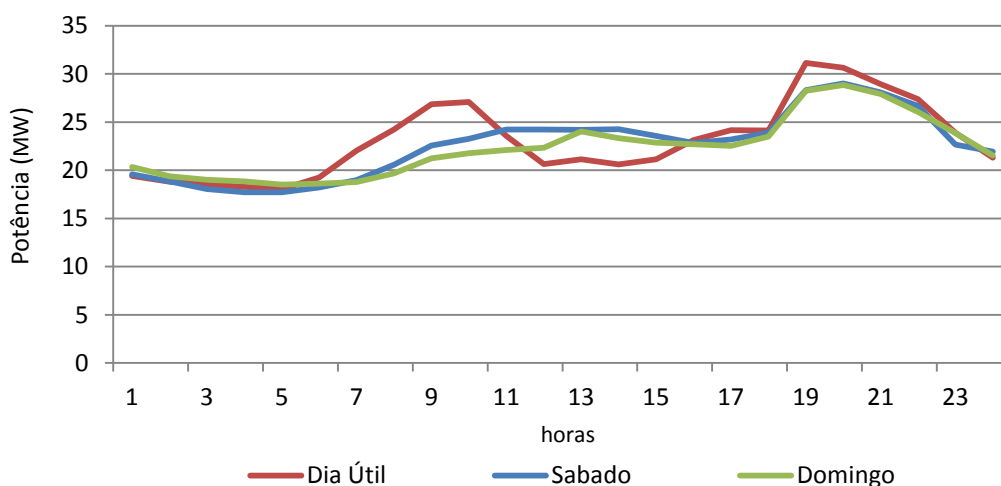


Fig. 31: Diagrama de carga prevista para Dezembro 2012 a partir de informação da Electra.

4.1.1 Caracterização do recurso e produção eólica

Com base nos registos do vento a dez (10) metros de altura do nível do mar no aeroporto da cidade da Praia – ilha de Santiago –, relativamente aos anos 2009 e 2010, disponibilizados pelo Instituto Nacional da Meteorologia e Geofísica, pretende-se aqui, em corroboração com a caracterização do recurso eólico da ilha de Santiago efectuada pela Risø DTU [57], caracterizar o recurso eólico no Monte/Ilhéu de São Filipe, situado a poucos quilómetros (menos de 5 km) do aeroporto da Praia, onde se encontram instaladas as turbinas eólicas da ilha. Adicionalmente, com base nas características do recurso eólico e turbinas eólicas instaladas no local, pretende-se estimar a produção eólica anual e analisar o impacte da penetração eólica no consumo da ilha, precisamente, para Dezembro de 2012.

Portanto, a partir de registos horários da velocidade média do vento no aeroporto da Praia a 10 m de altura, e expressão logarítmica de cisalhamento do vento (nota de rodapé 4, página 17), extrapolou-se a velocidade do vento do aeroporto da Praia para o Monte de São Filipe. Para o efeito, considerou-se uma cota (z) para o cubo das turbinas eólicas de 214 metros em relação ao nível do mar, que inclui a cota mínima do monte de 170 metros [58] e uma altura das torres eólicas instaladas de 44 metros.

Quanto ao comprimento de rugosidade solo do local (z), considerou-se o valor de referência tabelado de 0,03 [11], tendo em consideração a característica do local (área aberta com poucos obstáculos ao vento).

Assim, tratando estatisticamente as velocidades do vento extrapoladas para Monte/Ilhéu de São Filipe, chegou-se ao histograma da Fig. 32, que representa as frequências das velocidades do vento no local.

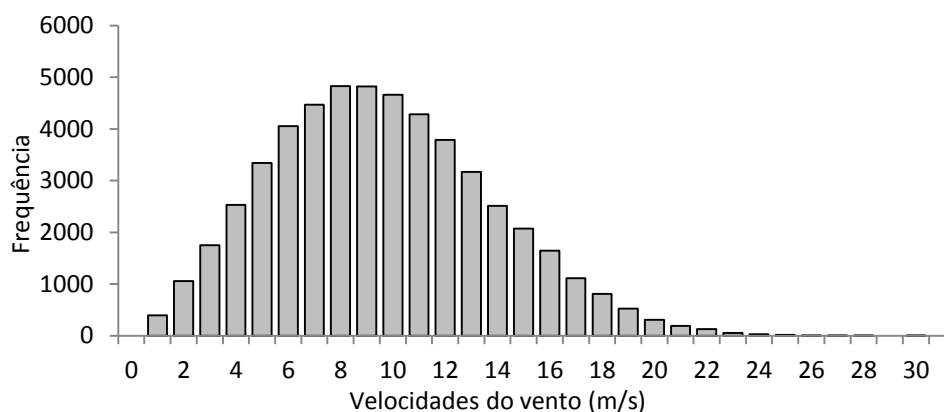


Fig. 32: Frequências de velocidades do vento no Ilhéu de São Filipe – cidade da Praia

Conforme se pode verificar nesta figura, as velocidades do vento de maior frequência encontram-se na gama de velocidades de 7 a 11 m/s. Além disso, o vento sopra no local com uma velocidade média anual de 9 m/s. Corroborando com a caracterização efectuada pela Risø DTU, em que se baseou em registos de velocidade média do vento de 10 em 10 minutos - de Novembro de 2001 a Outubro de 2002-, a uma altura de 40 metros (4 metros inferior a altura considerada neste estudo), onde se registou uma velocidade média do vento de 8,24 m/s, é de realçar que, embora os dados disponibilizados pelo Instituto Nacional da Meteorologia e Geofísica (de Cabo Verde) não se apresentam de acordo com às normas, procedimentos e boas práticas internacionais de medição do vento para o efeito de avaliação do potencial do recurso eólico (e.g., dispondo de registos de velocidade média do vento de 10 a 10 minutos em vez de registos horários), o resultado da avaliação do recurso eólico, por exemplo, a velocidade média do vento, é próxima da conseguida pela Risø DTU, apesar dos dados nos quais a Risø DTU se baseou sejam mais consistentes com as normas, procedimentos e boas práticas para avaliação do potencial do recurso eólico de um determinado local (e.g., possui registos de 10 em 10 minutos, instou-se anemómetros no local, em vez de extrapolar as velocidades do vento de um local de medição para o local de instalação das turbinas eólicas etc.).

Portanto, quando se ajustam os dados da velocidade do vento à função de distribuição de probabilidade, geralmente a função distribuição de Weibull, conforme já foi referido neste documento, chega-se a curva da Fig. 33.

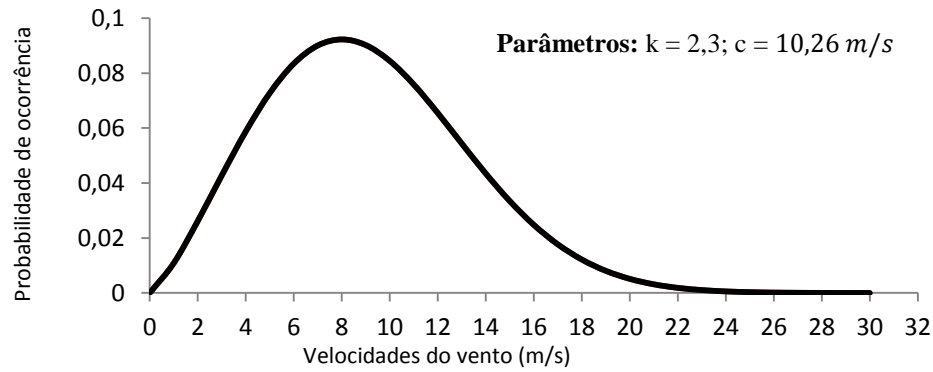


Fig. 33: Função distribuição de Weibull do vento no Monte/Ilhéu de São Filipe

Assim sendo, é de referir, uma vez mais, que apesar dos dados utilizados possam induzir a erros grosseiros, sobretudo devido ao facto de que forem extrapolados para o local e ainda são horários, os parâmetros de distribuição resultantes do ajuste dos dados à função de distribuição de Weibull, o factor de forma (k) e factor de escala (c), de 2,3 e 10,26 m/s respectivamente, são aceitáveis. Pois, o factor de forma situa-se entre 2 e 3, valores típicos para sítios que sopram vento alísio [11], como é caso do arquipélago de Cabo Verde (alísio noroeste), e, além do mais, corrobora-se com o ajuste efectuado pela Risø DTU, que apresenta um k de 2,8 e um c de 9,3 m/s. Todavia, é de realçar também que, embora os dados de base do estudo efetuado pela Risø sejam mais rigorosos no que se refere às normas, procedimentos e boas práticas internacionais, para o efeito da avaliação do recurso eólico, este baseou-se numa série temporal bastante limitada, de apenas de um ano.

A Fig. 34 apresenta o factor de forma (k) e o factor de escala (c) de cada mês no Ilhéu de São Filipe.

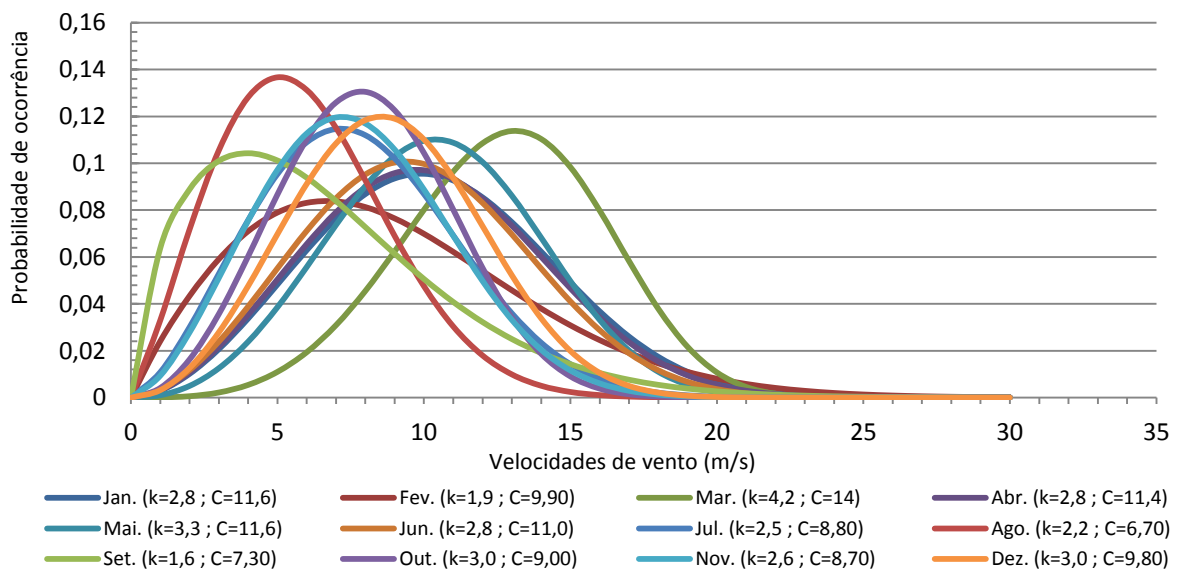


Fig. 34: Função de distribuição de Weibull para cada mês no Monte de São Filipe

De acordo com a Fig. 34, à medida que o factor de escala (c) aumenta a curva de distribuição do Weibull desloca-se para velocidade do vento maior. No que se refere a factor de forma (k), à medida que este aumenta a curva de distribuição se alarga. Dito por outras palavras, o factor de escala (c) encontra-se relacionado (próximo) com a velocidade média do vento, e, portanto, quanto maior é o “ c ” maior é a velocidade média do vento. Enquanto o factor de forma (k) está directamente relacionado com a variabilidade do vento. Neste sentido, um mês de parâmetro de forma (k) elevado significa que a velocidade do vento é mais centrada em torno da média. Nesta lógica, o mês de maior disponibilidade do recurso eólico, no local em estudo, é o mês de Março – $c = 14,0$ m/s e $k = 4,2$.

Considerando apenas o parque eólico instalado recentemente no Ilhéu de São Filipe, de 9,35 MW, composto por 11 turbinas eólicas de 850 kW da marca Vestas – referência V-52 850 kW, i.e., sem considerar o parque eólico de 900 kW instalado em 1994, sobretudo devido à falta de informações relativamente às suas turbinas, estima-se, com base na equação 10, assumindo o factor de forma (k) e de escala (c) de 2,3 e 10,23 m/s respectivamente, que a potência média anual das turbinas de 850 kW é de 262,72 kW. Portanto, estima-se que a energia produzida anual pelo parque é à volta 25.315,96 MWh. Adicionalmente, de acordo com a equação 11, o factor de capacidade das turbinas é de 31%, o quer dizer que a instalação das turbinas eólicas neste sítio é muito atractivo em termos económicos.

No que se refere ao impacte expectável da produção eólica no diagrama de carga, considerando o consumo previsto para Dezembro de 2012 – Fig. 31– e a velocidade média horária do vento relativo aos anos 2009 e 2010, encontra-se apresentado na figura ulterior.

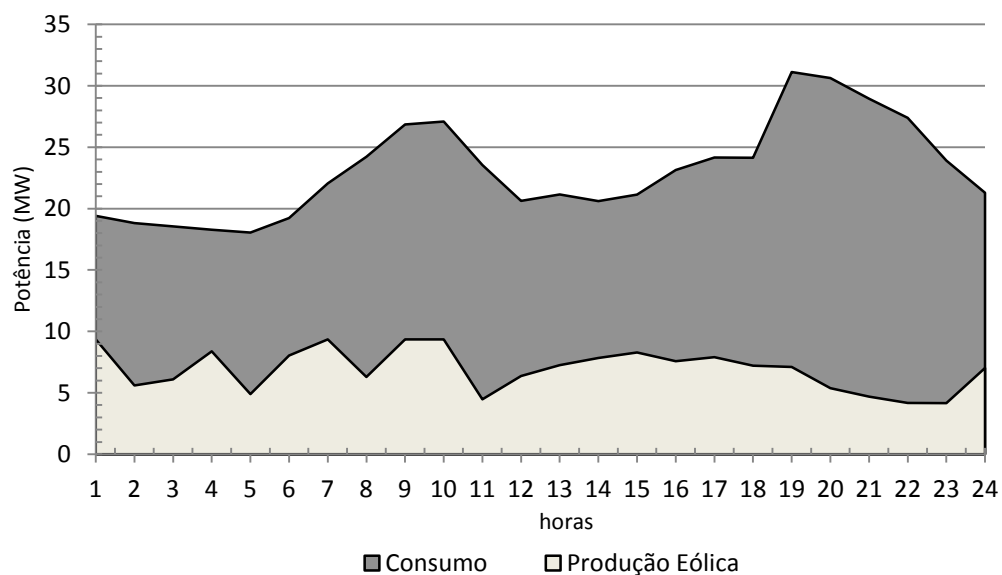


Fig. 35: Impacte esperado da produção eólica no consumo de Dezembro 2012

Conforme mostra o gráfico anterior, a penetração eólica instantânea é variável, pois depende da variabilidade da produção eólica e também do consumo. Assim, a penetração instantânea é mais elevada nos períodos de baixo consumo, entre 01h00-06h00 e 11h00-15h00, onde é à volta de 50%.

4.1.2 Caracterização do recurso e produção fotovoltaica

Pretende-se neste ponto caracterizar o recurso fotovoltaico do Sul da ilha de Santiago, mais concretamente na Cidade da Praia, localidade do Palmarejo (lat. 14°54'37" N e long. 23°32'37" W), onde se encontra instalado o parque fotovoltaico de 5 MWp, para seguidamente estimar a energia produzida anualmente pelo parque, e ainda analisar o impacto da produção fotovoltaica diária no diagrama de carga (consumo) da ilha.

Para isso, em primeiro lugar, recorreu-se à plataforma Europeia Photovoltaic Geographical Information System - PVGIS⁵, para recolher os dados relativos à irradiação média mensal, a irradiação média diária de cada mês e a insolação média horária, referentes a uma inclinação de 15 ° “virado” a Sul (configurações do parque fotovoltaico instalado no local). De seguida, com base nos dados recolhidos, construiu-se a Fig. 36, o Quadro 2, a Fig. 37 e a Fig. 38.

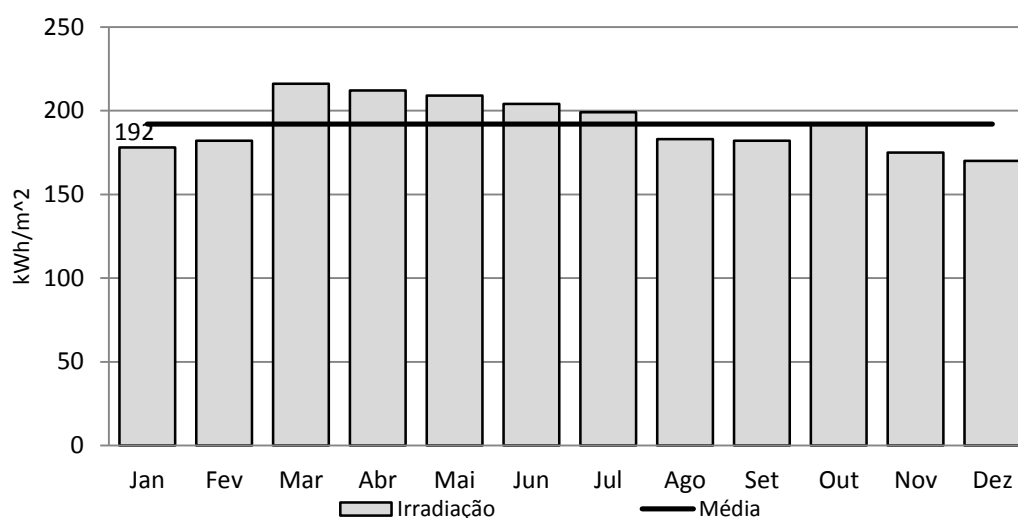


Fig. 36: Irradiação mensal no parque fotovoltaico da cidade da Praia

Mês	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
Irrad. Média (kWh/m²)	5,7	6,5	7,0	7,1	6,8	6,8	6,4	5,9	6,1	6,2	5,8	5,5

Quadro 2: Irradiação média diária de cada mês no parque fotovoltaico da cidade da Praia

⁵ (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pygis/apps4/pvest.php?map=africa>)

O parque fotovoltaico da cidade da Praia, de 5 MWp, situado no Palmarejo, é composto por 21.696 painéis fotovoltaicos de 225 e 230 Wp, e 7 inversores, sendo seis de 630 kVA e um de 550 kVA. O parque encontra-se a uma inclinação de aproximadamente 15° e “virado” a Sul e directamente ligado à rede de MT por meio de transformadores de potência. Os módulos são da marca Martifer e de referência PV MODULES 225P - 230P. Enquanto os inversores do fabricante SMA Solar Technology AG e de referência Sunny Central 500HE e 630HE.

Assim, com base na irradiação mensal apresentada na Fig. 36, estima-se, utilizando a equação 6 da página 13, que a energia produzida mensal pelo parque tenha o andamento do gráfico que se segue. Para o efeito, considerou-se um rendimento global do sistema de 0,75, que está dentro dos limites normais de um sistema fotovoltaico bem dimensionado, que varia entre 0,75 a 0,85 segundo [9].

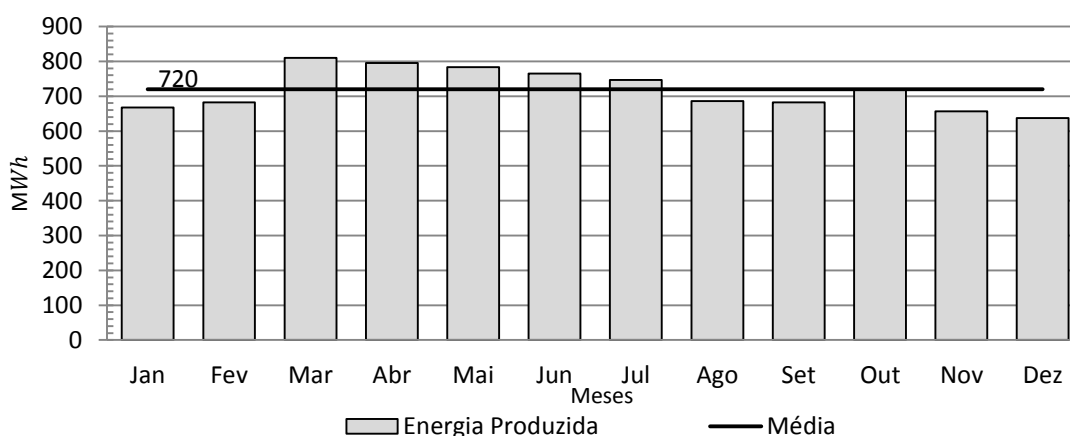


Fig. 37: Produção mensal média do parque fotovoltaico do Palmarejo

Em termos de energia produzida, estima-se que anualmente é produzida à volta de 8.632,50 MWh. Comparado com a produção prevista pelos promotores do parque, que anda à de 8.120 MWh por ano, o valor estimado é consistente. A diferença existente deve-se ao facto de considerar a potência nominal do parque de 5 MWp, de acordo com alguns documentos publicados, contudo, na verdade, a potência instalada é ligeiramente inferior a 5 MWp.

Relativamente ao impacte de penetração da produção fotovoltaica no diagrama de carga, assumindo o consumo previsto para Dezembro de 2012 – Fig. 31– e a insolação média horária de Dezembro⁶ e a temperatura média horária de Dezembro de 2011⁷, é previsível que o impacte da produção fotovoltaica no consumo tenha o “andamento” da figura que segue.

⁶ (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?map=africa>)

⁷ (<http://weatherspark.com/#!/dashboard;ws=29229>)

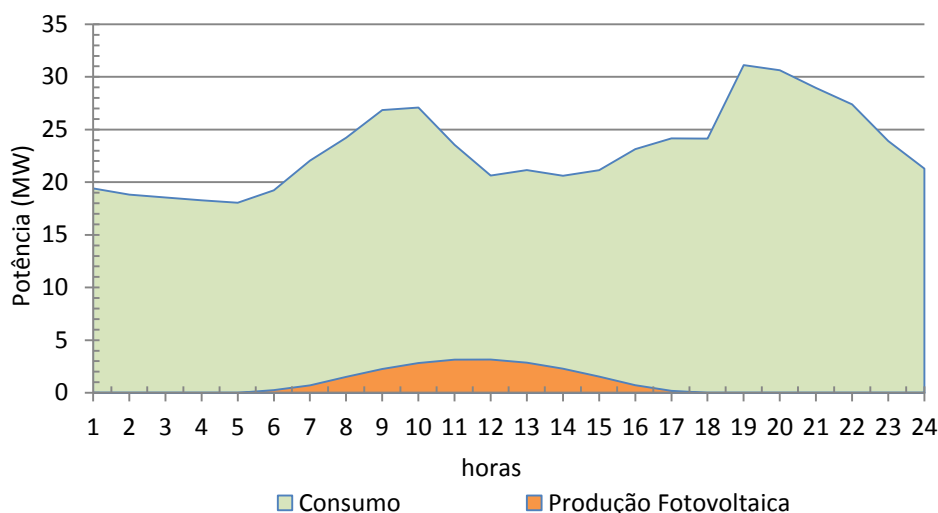


Fig. 38: Impacte expectável da produção fotovoltaica no consumo de Dezembro de 2012

Quanto à penetração instantânea fotovoltaica, a máxima penetração varia entre 11h00 e 13h00, quando a produção fotovoltaica é máxima. Tendo em consideração às perdas associadas a produção fotovoltaica revistas na literatura, especificamente no ponto 2.1.4, o pico da produção fotovoltaica situa-se à volta de 3 MW, resultando assim uma penetração instantânea máxima à volta de 14%.

4.1.3 Despacho e reserva girante

Conforme já foi referido no documento, de modo tradicional, o despacho e reserva girante em SEH são determinados manualmente, ou seja, através de operador do sistema. O despacho é efectuado tendo em conta os critérios, como sejam, os geradores de menor custo de produção são ligados à rede em primeiro lugar à medida que o consumo aumenta e desligados da rede em último lugar à medida que o consumo diminui. A reserva girante, fundamental para fiabilidade do sistema, é determinada com base em critérios determinísticos, nomeadamente o critério $N - 1$, ou seja, de dispor em cada instante da reserva girante no sistema suficiente para compensar a perda (saída forçada) do gerador de maior potência.

Todavia, a determinação do despacho e reserva girante em SEH manualmente, i.e., sem recorrer às ferramentas computacionais de apoio à decisão, compromete-se a optimização do despacho e reserva girante, e, consequentemente, à fiabilidade e o custo da energia produzida.

A dificuldade de optimização do despacho e reserva girante manualmente deve-se, por um lado, à variabilidade do consumo de energia nestes sistemas. Ora, num contexto de bastante variabilidade do consumo, como é o caso do SEHIS, onde também o despacho é efectuado de modo tradicional, a optimização manual do despacho e reserva girante requer ao operador do sistema estar frequentemente a tomar decisões sobre os geradores a ligar e desligar da rede ao longo do dia, e, além disso, implica estar constantemente a redistribuir a potência entre

geradores ligados à rede de modo a igualar em cada instante a produção ao consumo estocástico com mínimo de custo de produção, enquanto salvaguarda-se todas as restrições técnicas do sistema e dos geradores. Nesta perspectiva, torna-se difícil para o operador de sistema, sem apoiar em ferramentas computacionais de apoio à decisão, tomar em cada instante uma decisão óptima sobre operação do sistema. Por outras palavras, torna-se difícil a coordenação das diversas variáveis em “jogo” no sistema, por forma a garantir uma operação óptima do sistema, que normalmente assenta nos factores como sejam a segurança, a fiabilidade e a economia na exploração do sistema.

Por outro lado, com a recente reestruturação do sistema eléctrico da ilha de Santiago, nomeadamente a interligação do sistema e centralização da produção, em que o parque electroprodutor da ilha passou a dispor de mais geradores de produção e de diferente consumo específico (Quadro 1), aumentou-se ainda a dificuldade de optimização do despacho e reserva girante manualmente, sendo que se dispõe de mais geradores (“ mais variáveis de decisão”) no sistema.

Além disso, com a recente reestruturação do sector eléctrico da ilha de Santiago, o sistema passou a dispor de produção renovável (eólica + fotovoltaica) que perante boas condições de insolação e regime do vento na ilha é expectável atingir penetração instantânea superior a 50%, conforme mostra a Fig. 39.

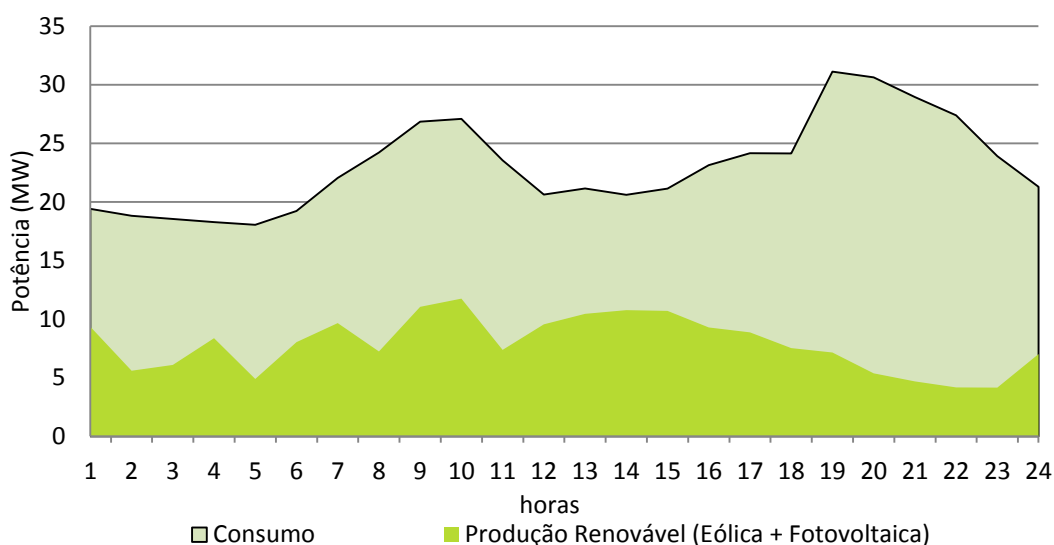


Fig. 39: Penetração renovável expectável para Dezembro de 2012

Portanto, com este nível de penetração renovável instantânea, mais de 50%, agrava-se ainda mais a dificuldade de optimização do despacho e reserva girante manualmente, pois o processo de optimização passa a envolver-se outras variáveis estocásticas, como são a produção eólica e fotovoltaica, que dependem da volatilidade da velocidade do vento e

insolação respectivamente. Em suma, é de referir que não é fácil acompanhar o consumo estocástico com produção estocástica.

Assim, no contexto actual, torna-se primordial apoiar em ferramentas computacionais de apoio à decisão, por forma a optimizar o despacho e reserva girante na ilha de Santiago de forma efectiva, ou seja, com vista a garantir sempre o mínimo custo de produção, por exemplo, introduzindo ao máximo a produção renovável disponível, e, ao mesmo tempo, garantindo a fiabilidade na exploração do sistema através de fornecimento da reserva girante. Entre as duas formas possíveis para se desenvolver uma ferramenta computacional de apoio à tomada de decisão - 1) com base nas técnicas de optimização matemática, ou 2) com base nas técnicas de inteligência artificial, geralmente menos rigorosa -, optou-se por esta ultima pelas razões referidas no Capítulo III.

Seguidamente apresenta-se as estratégias utilizadas para optimizar o despacho e reserva girante em SEHIS, bem como para o treinamento e configuração dos controladores inteligentes referidos no Capítulo III, e ainda apresenta-se o sistema implementado no Matlab-Simulink.

4.2 Optimização do despacho e reserva girante e análise de resultados

Pretende-se aqui apresentar as estratégias nas quais se baseou para implementar um sistema de optimização do despacho e reserva girante para SEHIS, referir-se à implementação do sistema no Matlab-Simulink, e, em pontos particulares, apresentar e analisar os resultados obtidos, especificamente, analisar o despacho de geradores, analisar a reserva girante, analisar o consumo de combustível e ainda analisar o impacte da produção renovável na redução do custo de produção.

O sistema proposto visa, no essencial, tomar automaticamente decisões ao nível do despacho em SEHIS, por forma a permitir em cada instante à máxima penetração renovável, e, ao mesmo tempo, garantir a reserva girante mínima necessária para fazer face à contingência ou volatilidade/perda de produção renovável. Para tal, baseou-se nas informações técnicas relativos aos geradores disponíveis no SEHIS - apresentado no Quadro 1 - e em critérios e/ou boas práticas utilizadas na optimização do despacho e reserva girante vistos na revisão da literatura. Os principais critérios e/ou boas práticas que serviram de base para o treinamento e desenvolvimento dos controladores inteligentes são os que se seguem:

- Priorizar a produção renovável, pois permitem reduzir o consumo do combustível fóssil, e, conseqüentemente, o custo de produção;
- Ligar os geradores convencionais à rede de acordo com as suas ordens de mérito da eficiência, ou seja, ligar à rede em primeiro lugar os geradores de menor custo de produção à plena carga;

- Não despachar os geradores para nível de potência inferior ao limite mínimo recomendado pelos fabricantes, assim evita-se a degradação da eficiência e aumento de avarias;
- Não despachar geradores para mais de 85% das suas capacidades nominais. Desta forma, uma vez que a eficiência dos geradores a partir de 85% é praticamente constante (Fig. 2), permite dispor da reserva girante em cada gerador em serviço de forma mais económica;
- Despachar geradores iguais ligados à rede para o mesmo nível de potência, assim ficam com o mesmo custo de produção;
- Garantir em cada instante que a reserva girante total no sistema é igual ou superior à variação (aumento) mais acentuada no consumo (para o caso de SEHIS, deve ser superior à transição para o pico diurno, entre 8 h e 9 h, e superior à transição para o pico nocturno, entre 19 h a 20 h), e, sobretudo, que a reserva girante é igual ou superior à capacidade do gerador (convencional ou renovável) de maior potência ligado à rede. Neste sentido, sendo que o despacho de geradores convencionais está limitado a 85% das suas capacidades nominais, a capacidade do gerador convencional de maior potência “reduz” de 10 MW para 8,5 MW. Relativamente à produção renovável, uma vez que a potência máxima do parque eólico e fotovoltaico não se encontram limitados no SEHIS, a potência de maior unidade de produção renovável é de 9,35 MW, que se refere a potência máxima do parque eólico instalado na ilha. Neste sentido, considerou-se, preferencialmente, uma reserva girante mínima para o SEHIS de 9,6 MW;
- Perante a diminuição do consumo ou aumento de produção renovável, deve-se desconectar da rede em primeiro lugar os geradores de maior custo de produção;

Resumidamente, é com base nas características dos geradores instalados no SEHIS, apresentado Quadro 1, e os preceitos anteriormente referidos, que se procedeu então o treinamento e/ou configuração do sistema automático no Matlab-Simulink, apresentado na Fig. 40, para optimização do despacho e reserva girante em SEHIS.

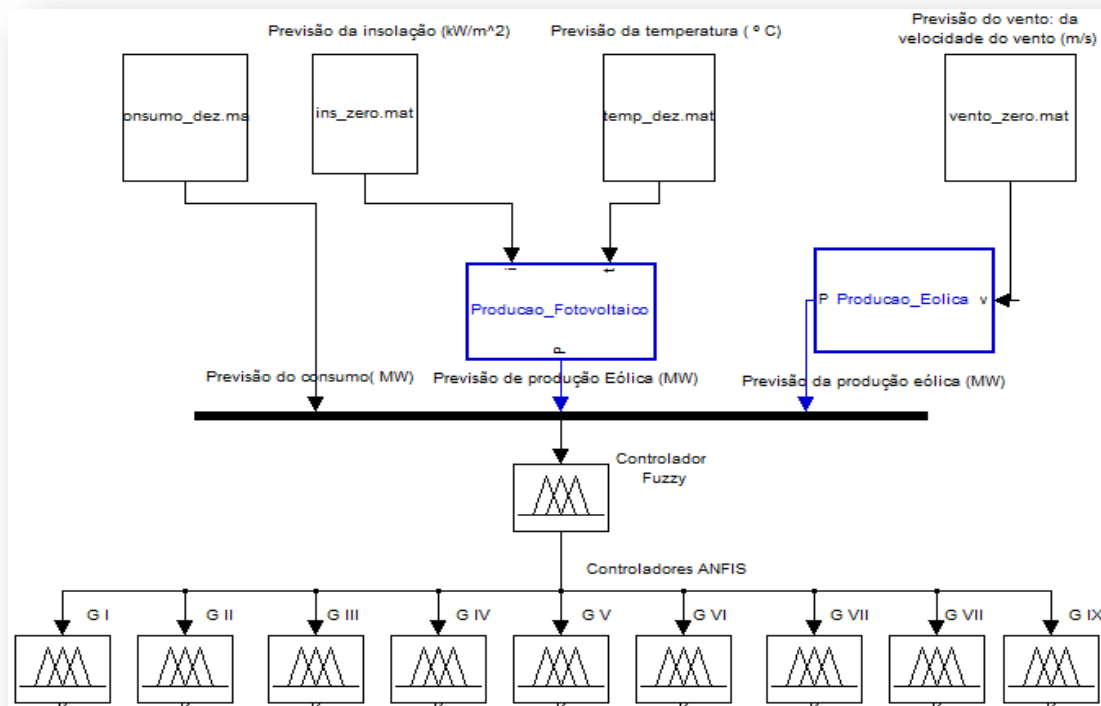


Fig. 40: Sistema proposto para optimização automática do despacho e reserva girante

Conforme se pode verificar na Fig. 40, o sistema proposto é composto por dez (10) controladores inteligentes devidamente configurados e/ou treinados para o actual SEHIS. Os dez (10) controladores decompõem-se da seguinte maneira: Um (1) controlador *fuzzy* que visa receber as previsões relativas ao consumo, produção fotovoltaica e produção eólica, e calcula a “potência térmica” a distribuir entre os geradores convencionais, subtraindo ao consumo previsto a produção renovável prevista, e nove (9) controladores neuro-*fuzzy* (ANFIS), associados a cada um dos geradores convencionais existentes no SEHIS, que com base na informação recebida do controlador *fuzzy* despacham os respectivos geradores convencionais.

No que se refere à configuração do controlador *fuzzy*, utilizou-se a *toolbox fuzzy* referido na metodologia, especificamente no ponto 3.1.5. Assim, configurou-se um controlador *fuzzy* do tipo Takagi-Sugeno de três entradas e uma saída, em que as entradas representam o consumo previsto, a produção eólica prevista e a produção fotovoltaica prevista, e a saída é potência a distribuir entre os geradores térmicos, denominada de “potência térmica”, que é calculada pelo controlador em cada instante subtraindo ao consumo previsto a produção renovável prevista. O universo de discurso das respectivas entradas, que se encontram relacionados com os limites mínimos e máximos do consumo, da produção eólica, bem como da produção fotovoltaica, varia entre 18 a 43 MW para o consumo, entre 0 a 10 MW para produção eólica e entre 0 e 5 MW para produção fotovoltaica. Quanto as funções de pertença das entradas e o tipo de saída, foram consideradas três funções de pertença do tipo triangular (Baixo, Média e

Alto), para cada uma das entradas, e as saídas do tipo linear. Neste sentido, o controlador *fuzzy* é constituído por 27 ($3 \times 3 \times 3$) regras, correspondendo 27 saídas do tipo linear e de parâmetros 1 -1 -1 0.

Para treinamento e validação do modelo de inferência de controladores neuro-*fuzzy* (ANFIS), baseou-se na *toolbox* ANFIS de Matlab, e foram configurados tendo em conta os pressupostos referidos em 3.2, e.g., utilizando pares de entrada-saída diferentes para o treinamento e validação do modelo de inferência. Os pares de entrada-saída para treinamento e validação foram construídos “ponto-ponto” no Excel com base nas características dos geradores e as regras e/ou critérios referidos atrás. Para tal, assumiu-se que a “potência térmica” a distribuir entre geradores convencionais varia no intervalo de 5 – 43 MW, onde 5 MW corresponde a potência térmica a distribuir entre os geradores convencionais quando a produção renovável é máxima e o consumo é mínimo, e 43 MW a potência nominal que o sistema pode fornecer só com geradores convencionais (descontando a reserva girante mínima de 9,6 MW). Deste modo, dividiu-se o intervalo no qual varia a “potência térmica” (5 – 43 MW) em vários “pontos”, para os quais determinou-se a potência que cada gerador deve disponibilizar por forma a minimizar o custo de produção. Assim, ficou-se a conhecer os pares entrada-saída para cada gerador que serviram de base para o treinamento e validação do modelo de inferência. Especificamente, para o treinamento foram considerados 153 pares que resultaram do fraccionamento do intervalo 5 – 43 MW em 0,25 MW.

Enquanto para validação do modelo de inferência, foram considerados 381 pares entrada-saída, que resultaram do “fraccionamento” do intervalo que varia a potência térmica em 0,1 MW.

Seguidamente, nos próximos quatro capítulos, encontram-se apresentados os principais resultados com aplicação do sistema proposto.

4.2.1 Despacho de geradores

Pretende-se, nesta parte, traduzir os resultados do despacho diário. Para o efeito de análise do resultado obtido, bem como da robustez das metodologias utilizadas, considerou-se quatro (4) situações de despacho, tais como: 1) o despacho para um dia sem disponibilidade da produção eólica e fotovoltaica, 2) o despacho para um dia com disponibilidade da produção fotovoltaica e sem disponibilidade da produção eólica, 3) o despacho para um dia com disponibilidade da produção eólica e sem disponibilidade de produção fotovoltaica, e 4) o despacho para um dia com disponibilidade de produção eólica e fotovoltaica. Nestes quatro situações do despacho admitiu-se um único consumo, ou seja, o consumo previsto para Dezembro de 2012 (Fig. 31).

A Fig. 41 representa o despacho para um dia sem disponibilidade da produção eólica e fotovoltaica.

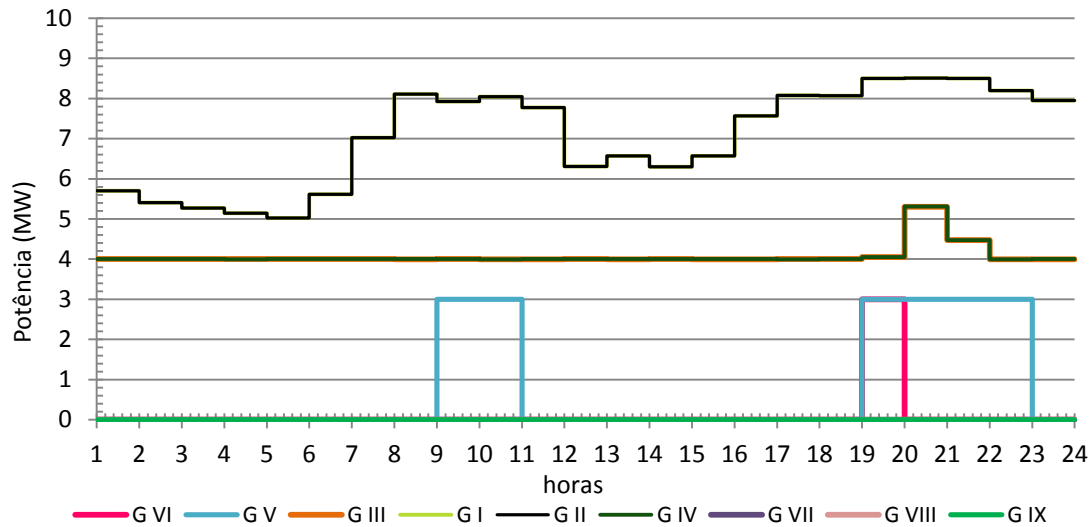


Fig. 41: Despacho com produção eólica indisponível e produção fotovoltaica indisponível

Conforme se pode verificar na Fig. 41, o despacho de geradores satisfaz todos os preceitos tidos em consideração no treinamento e implementação do sistema, tais como: os geradores não são despachados para além de 85% das suas capacidades nominais, os geradores não são despachados para regime de carga inferior ao mínimo recomendado pelos fabricantes, sempre que geradores do mesmo grupo estejam ligados à rede, estes se encontram à mesma potência, etc.. É de realçar também que os geradores V e VI, de consumo específico (eficiência) intermédio, conforme se pode verificar no Quadro 1, apenas são “chamados” ao serviço no pico diurno, entre 9 h e 11 h, e no pico nocturno, entre 19h e 23 h. Enquanto os geradores VII, VIII e IX, de consumo específico elevado (menos eficientes), não são “chamados” ao serviço em situações normais.

Ainda é de acrescentar que os geradores não apresentam elevada comutação (*on/off*), o quer dizer que nenhum gerador apresenta mais do que duas comutações ao longo de um dia.

A figura seguinte traduz o despacho respeitante à situação em que a produção fotovoltaica se encontra disponível (“há insolação”) e a produção eólica indisponível (“não há vento”).

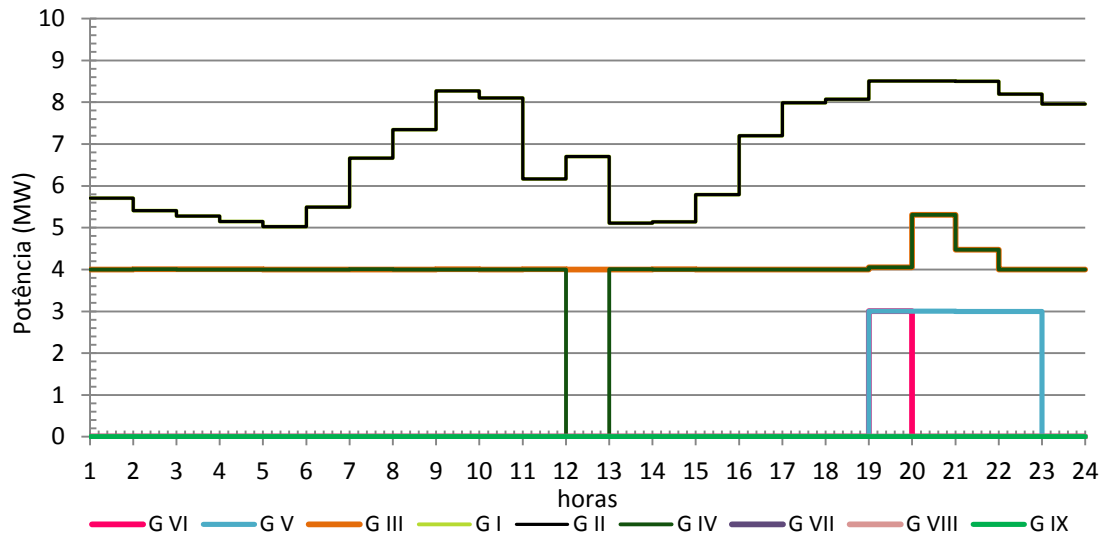


Fig. 42: Despacho com produção fotovoltaica disponível e produção eólica indisponível

Da observação da Fig. 42, à semelhança da situação do despacho anterior, pode verificar-se também que o despacho de geradores segue todos os preceitos tidos em consideração no treinamento e implementação do sistema. A principal diferença para com à situação do despacho da Fig. 41 reside durante o dia, entre 06h00-18h00, quando a produção fotovoltaica não é nula. Nos intervalos entre 01h00-06h00 e entre 18h00-24h00, nos quais a produção fotovoltaica é nula, o despacho da Fig. 42 é igual ao da Fig. 41, como seria de esperar. É de frisar que com a disponibilidade/penetração da produção fotovoltaica a carga dos geradores convencionais reduz significativamente entre 11h00-15h00, essencialmente nos geradores I e II, o que traduz em redução significativa do consumo do fuelóleo.

Relativamente à situação do despacho com a produção eólica disponível e a produção fotovoltaica indisponível encontra-se apresentada na Fig. 43.

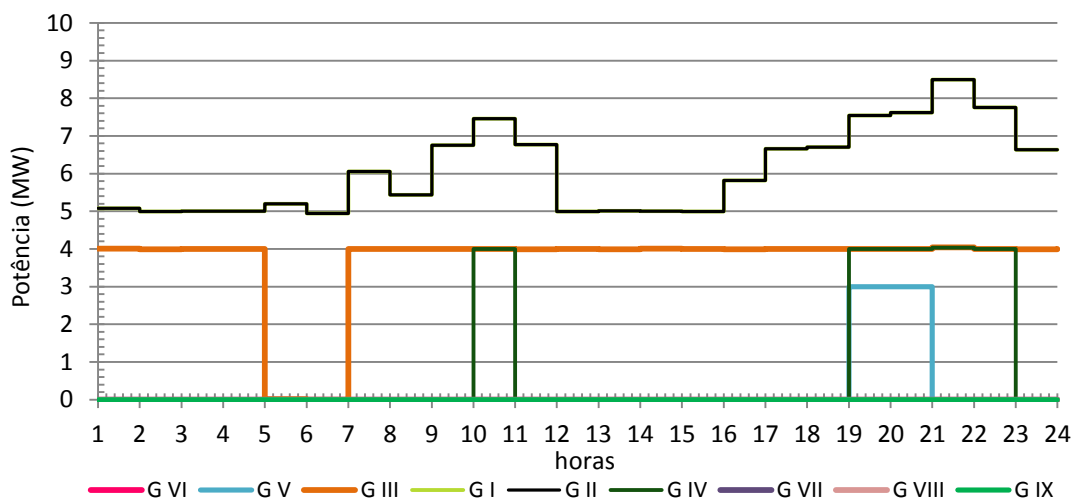


Fig. 43: Despacho com produção eólica disponível e produção fotovoltaica indisponível

Também para a situação do despacho apresentada na figura anterior, todos os preceitos tidos em consideração no treinamento e implementação do sistema foram respeitados. Além disso, apesar da volatilidade da produção eólica, o despacho não apresenta elevada comutação de geradores, ou seja, ao longo do dia nenhum gerador é comutado (ligado e desligado) mais de que duas vezes. Adicionalmente, com a disponibilidade/penetração da produção eólica a carga nos geradores convencionais baixa significativamente ao longo do dia, traduzindo assim em poupanças significativas no consumo do fuelóleo.

Relativamente à situação do despacho em que a produção eólica e fotovoltaica se encontra disponíveis, a figura que se segue - Fig. 44 - traduz o despacho de geradores.

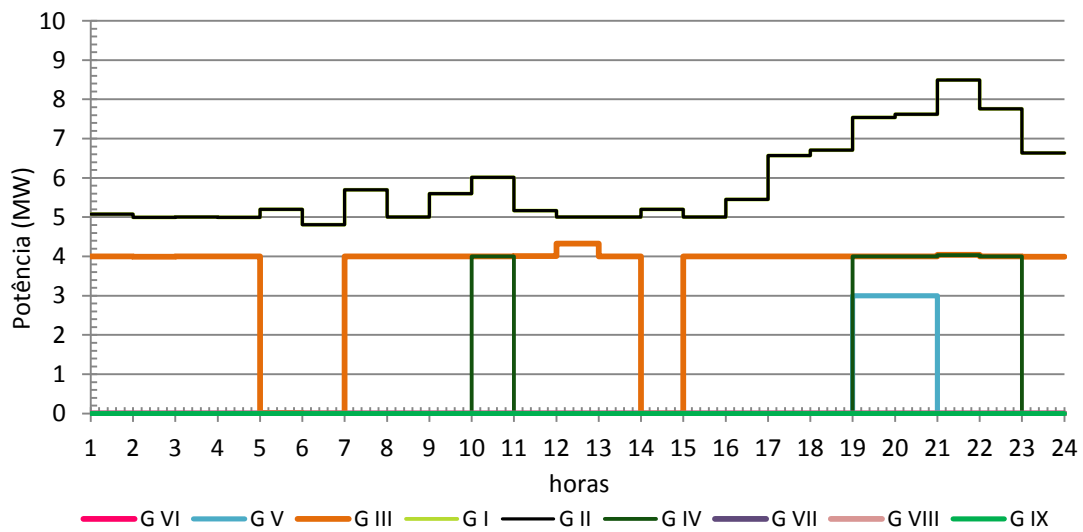


Fig. 44: Despacho com produção eólica disponível e produção fotovoltaica disponível

Da análise à figura Fig. 44, que se refere ao despacho que engloba a produção eólica e fotovoltaica, ambas produções variáveis, verifica-se, apesar disso, que o despacho não apresenta elevada comutação de geradores, o que quer dizer que nenhum gerador apresenta mais do que duas comutações ao longo de um dia. É de realçar que é nesta situação do despacho em que há uma maior redução de carga de geradores térmicos, o que permite uma maior poupança de combustível fóssil e, por conseguinte, uma maior redução de custo de produção.

Resumidamente, todas as situações do despacho é consistente com os preceitos tidos em consideração no treinamento e implementação do sistema.

4.2.2 Análise da reserva girante

Neste ponto pretende-se analisar a reserva girante para duas situações do despacho referidas atrás, i.e., analisar a reserva girante para o despacho da Fig. 41 e Fig. 44, que,

respectivamente, referem-se à situação do despacho com produção renovável (fotovoltaica e eólica) indisponível e à situação do despacho com produção renovável disponível.

Pretende-se fundamentalmente analisar se em cada instante a reserva girante é superior à mínima considerada no preceito do despacho, e ainda analisar os níveis de carga dos geradores que também influenciam a efectividade da reserva girante, conforme já foi referido no capítulo 2.1.2.

A figura seguinte traduz a reserva girante horária para situação do despacho da Fig. 41.

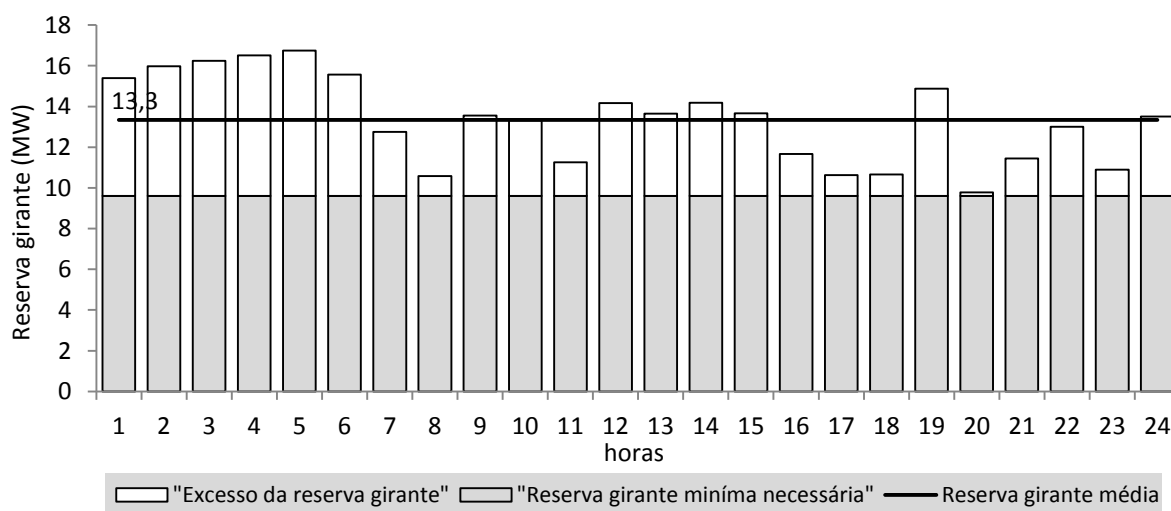


Fig. 45: Reserva girante para o despacho sem produção renovável

Da observação da Fig. 45, pode verificar-se que a reserva girante mínima necessária restringida no treinamento e implementação do sistema de despacho é salvaguardada estritamente ao longo de todo o dia. Em termos médio, a reserva girante disponibilizada é de 13,3 MW, o que significa apenas 3,74 MW superior à mínima necessária (9,6 MW).

Quanto ao nível de carga dos geradores, analisando o despacho da Fig. 41, verificou-se que os geradores G I e G II, que contribuem em conjunto com uma reserva girante mínima de 3 MW (1,5 MW cada), mantiveram-se um nível de carga médio de 70%, contribuindo desta forma com uma reserva girante média de 6 MW (3 MW cada). Enquanto os demais geradores, que contribuem com menos reserva girante, permaneceram um nível de carga à volta de 50%. Assim, sendo que os níveis de carga dos geradores não são baixos e a reserva girante é superior à mínima necessária, é expectável que a reserva girante diária seja adequada/effectiva.

É de referir também que nos picos diurnos e nocturnos, onde há vários geradores convencionais ligados à rede, é expectável que a inércia do sistema seja elevada e, neste sentido, provavelmente são os períodos onde a reserva girante possa ser mais efectiva.

Em contraste, o período onde há alguma probabilidade da reserva girante tornar-se inefectiva é entre 01h00-06h00, apesar de em termos médio a reserva girante neste período é de 16,1 MW (6,5 MW superior à mínima necessária). A razão para tal é que neste intervalo o consumo é baixo e, por isso, há poucos geradores ligados à rede (baixa inércia), e ainda os geradores encontram-se à volta de 50% da carga nominal.

Em suma, para a situação do despacho da Fig. 41, tudo indica que a reserva girante disponibilizada, e apresentada na Fig. 45, é adequada/ efectiva.

A reserva girante disponibilizada para à situação do despacho da Fig. 44 encontra-se apresentada na figura que se segue.

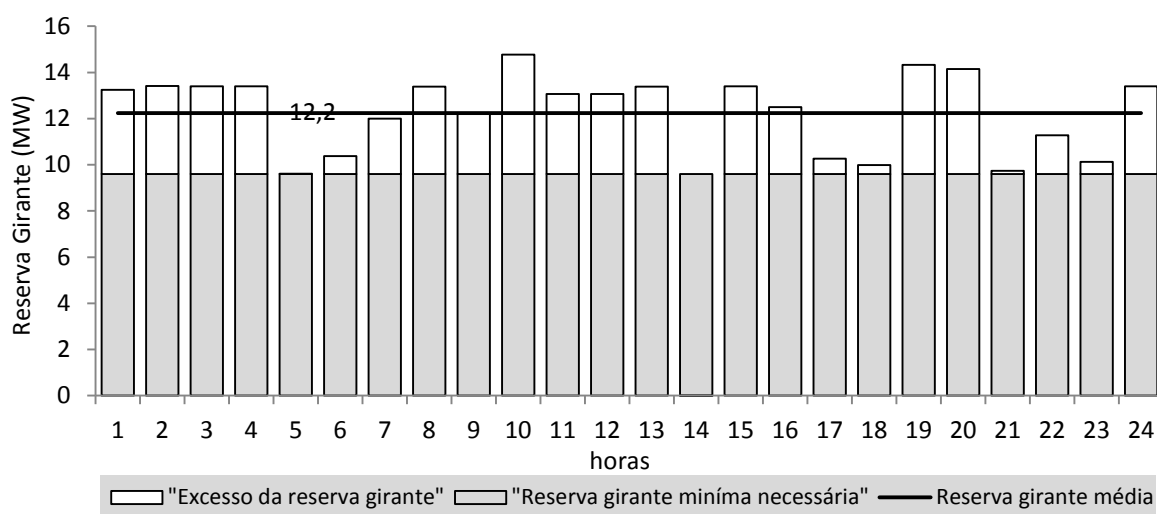


Fig. 46: Reserva girante para o despacho com produção renovável

Para a situação do despacho da Fig. 44, a reserva girante manteve-se também sempre superior à mínima necessária, conforme mostra a Fig. 46. Em termos médio, a reserva girante é de 12,2 MW, o que significa 2,6 MW superior à mínima necessária. Quando se compara com a reserva girante disponibilizada na Fig. 45, correspondente ao despacho da Fig. 41, em termos médio, a reserva girante disponibilizada é 1,1 MW inferior.

Relativamente ao nível de carga dos geradores, verificou-se, da análise ao despacho da Fig. 44, que os geradores que disponibilizam mais reserva girante, G I e G II, encontram-se em média a 58% de carga, disponibilizando assim uma reserva girante total de 8,4 MW (4,2 MW cada). Enquanto os demais geradores, que contribuem com menos reserva girante, encontram-se à volta de 50% de carga. Em suma, é de referir que, devido à presença de produção renovável, os níveis de carga dos geradores convencionais são significativamente reduzidos, situando assim à volta de 50%, e, ainda, em muitas situações alguns geradores convencionais são desligados por forma a permitir uma maior penetração de produção renovável. Neste

sentido, devido à baixa carga dos geradores e poucos geradores ligados à rede, é muito provável que a reserva girante seja inefectiva nesta situação do despacho.

4.2.3 Análise do consumo de combustível

Na Fig. 47 encontra-se apresentado o consumo do combustível horário, em ℓh , para o despacho sem produção renovável e para o despacho com produção renovável.

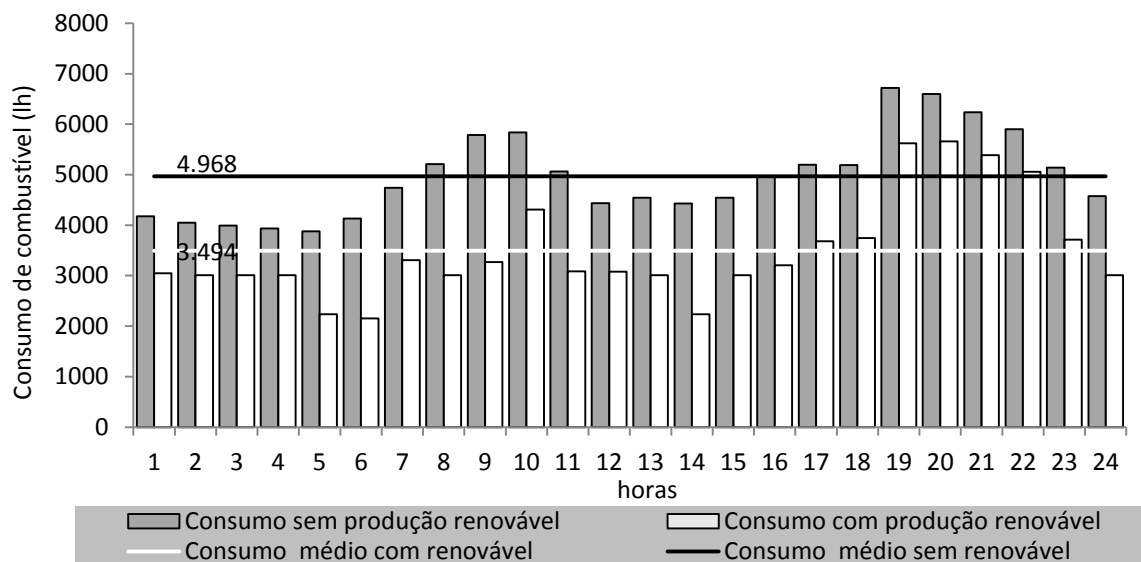


Fig. 47: Consumo do combustível para o despacho com e sem produção renovável

Conforme mostra a Fig. 47, pode-se atingir níveis de poupanças do fuelóleo bastante significativas com a penetração de produção renovável no SEHIS. O que significa que, quando são despachados os geradores a fuelóleo de modo a permitir a penetração de toda a produção renovável disponível, consegue-se, num dia de excelentes condições de insolação e regime do vento, reduzir o consumo horário do combustível de 4.968 ℓ para 3.494 ℓ , conseguindo deste modo uma poupança média horária de 1.475 ℓ do fuelóleo.

4.2.4 Impacte de penetração renovável na redução do custo de produção

No seguimento da análise anterior, onde se verificou que efectivamente há uma poupança significativa no consumo do fuelóleo com aumento de penetração renovável, pretende-se neste capítulo analisar o impacte de produção renovável na redução do custo de produção horário, bem como na redução do custo da energia produzida.

A Fig. 48 apresenta o custo médio horário de produção para situação com e sem produção renovável, e ainda a poupança horária expectável num dia com excelente produção renovável, quando os geradores são despachados por forma a permitir penetração de produção renovável disponível.

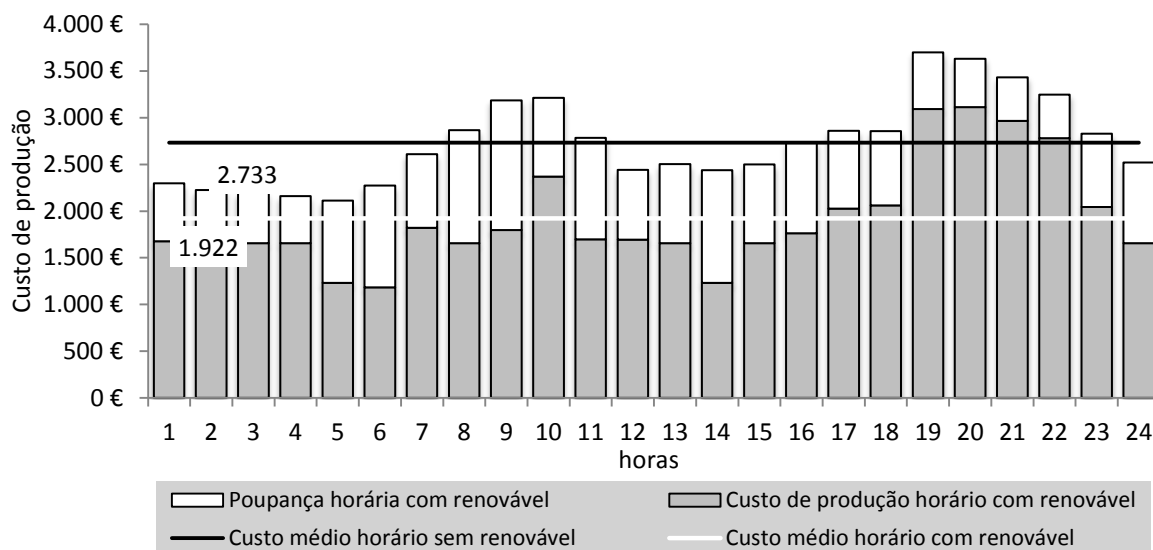


Fig. 48: Impacte de produção renovável na redução do custo horário de produção

De acordo com a Fig. 48, em termos médio, o custo de produção horário é reduzido de 2.733 € para 1.922 € com a máxima penetração de produção renovável, o que representa uma redução no custo horário de produção de 811 €.

O impacte de penetração renovável na redução do custo médio da energia produzida encontra-se por sua vez apresentado na Fig. 49.

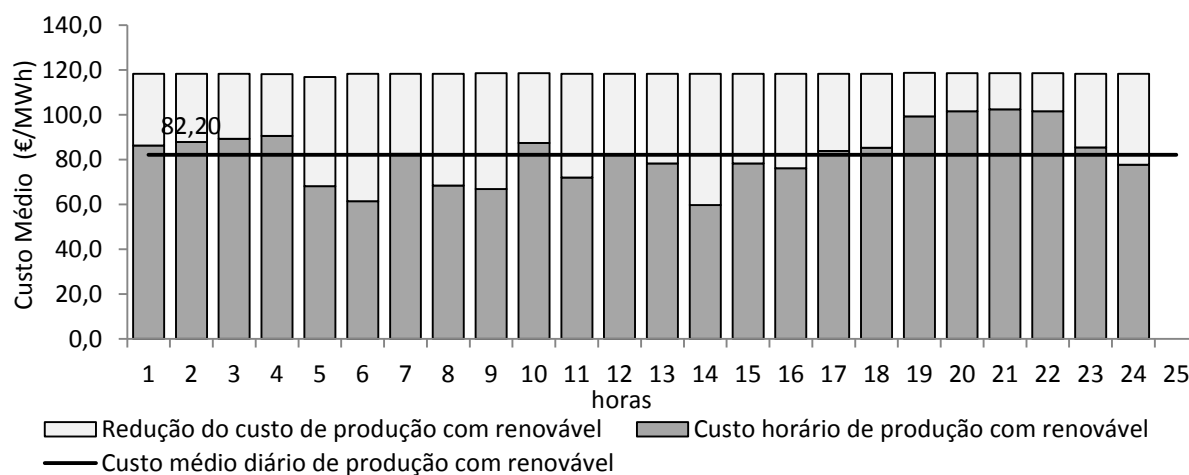


Fig. 49: Impacte de produção renovável na redução do custo médio da energia

De acordo com a figura anterior, com a penetração da produção renovável, o custo médio da energia produzida reduz de 118,27 €/MWh para 82,2 €/MWh, representado assim uma redução horária de 30%.

Capítulo V. Optimização do despacho a partir do sistema proposto vs programação inteira mista

Para analisar a efectividade da metodologia apresentada para a optimização do despacho e reserva girante em SEHIS, que se baseia em técnicas de inteligência artificial, designadamente a técnica da lógica difusa e sistema neuro-fuzzy, ir-se-á comparar nos próximos subpontos os resultados obtidos com a metodologia proposta com a técnica de optimização baseada em programação inteira mista. Especificamente será comparada o despacho de geradores, a disponibilidade da reserva girante e o custo de produção. Para formular matematicamente a técnica de optimização baseada em programação inteira mista, utilizou-se o GAMS (*General Algebraic Modeling System*), que é uma ferramenta computacional que permite modelar matematicamente problemas de optimização. Para isso, baseou-se nas características dos geradores - Quadro 1 - e considerou-se as seguintes restrições: os limites técnicos mínimos e máximos dos geradores, a reserva girante e o balanço de potência. Com isto quer dizer que não foram consideradas as restrições de rampa de subida e descida dos geradores, o custo de arranque e paragem dos geradores e o tempo mínimo de funcionamento e paragem dos geradores etc.. No que se refere à reserva girante, considerou-se o critério $N - 1$ clássico, ou seja, de dispor da reserva girante igual a capacidade do gerador de maior potência (10 MW). O problema de optimização encontra-se formulado em Anexo 1.

5.1 Despacho de geradores

Aqui, o objectivo principal é comparar o despacho de geradores a partir de programação inteira mista com o despacho de geradores a partir do sistema proposto. Para tal, efectuou-se o despacho sem produção renovável baseando na técnica de programação inteira mista, apresentado na Fig. 50, e comparou-se com o despacho sem produção renovável obtido a partir do sistema proposto, apresentado na Fig. 51.

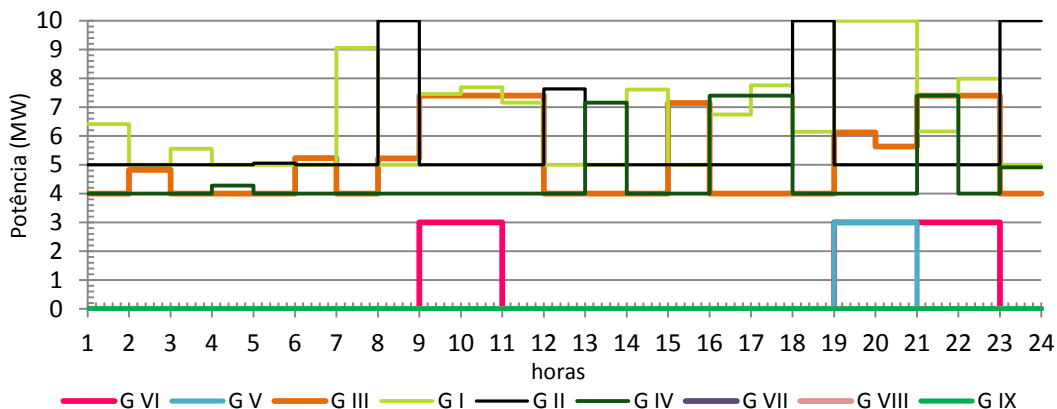


Fig. 50: Despacho de geradores sem produção renovável a partir de programação inteira mista

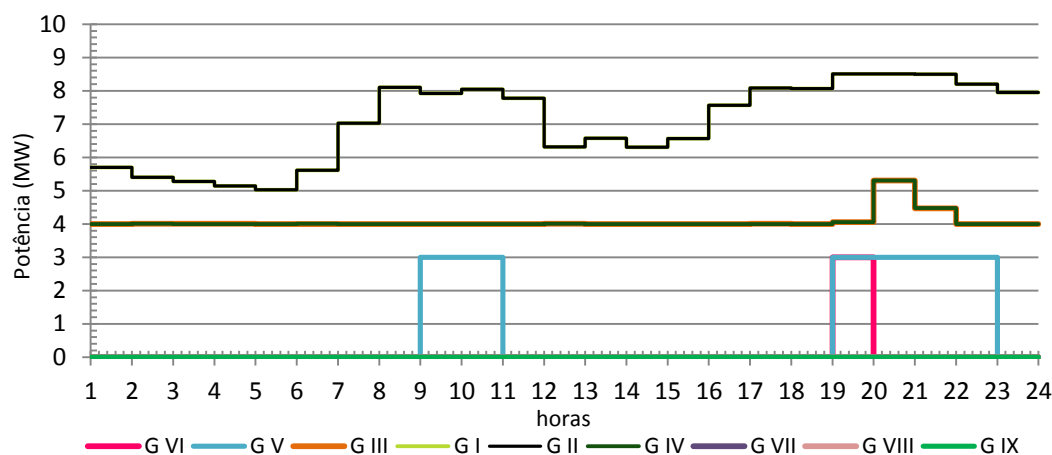


Fig. 51: Despacho de geradores sem produção renovável a partir do sistema proposto

Comparando o despacho de geradores das duas figuras anteriores, constatou-se que o despacho a partir de programação inteira mista é mais abrupta, ou seja, de uma hora para outra a potência dos geradores varia de uma forma acentuada, o que traduz em funcionamento mais instável dos geradores. Com efeito, a meu ver, parece que o funcionamento instável dos geradores deve-se aos seguintes factos: a existência de vários geradores de igual custo de produção (G I e G II; G III e G IV), a assunção de que a função custo (€/MWh) de produção dos geradores é linear e ainda ao facto de que não foram consideradas as restrições de manter mesmo nível de carga entre geradores do mesmo grupo quando ambos estão ligados à rede ou ainda um tempo mínimo de funcionamento de geradores superiores a uma hora. Portanto, é de realçar que eventualmente pode-se garantir um funcionamento mais estável de geradores em despacho a partir de técnicas de programação inteira mista, embora implique aumentar variáveis/restrições ao problema, e, porventura, aumento substancialmente do tempo computacional.

É de frisar que nas situações do despacho que inclui produção renovável, o despacho de geradores a partir de programação inteira mista apresenta muito mais comutação de geradores do que o despacho a partir do sistema proposto. Adicionalmente, o funcionamento de geradores no despacho a partir programação inteira mista é muito instável.

5.2 Reserva girante

A Fig. 52 apresenta/compara a reserva girante disponibilizada a partir do sistema proposto e a partir da técnica de programação inteira mista.

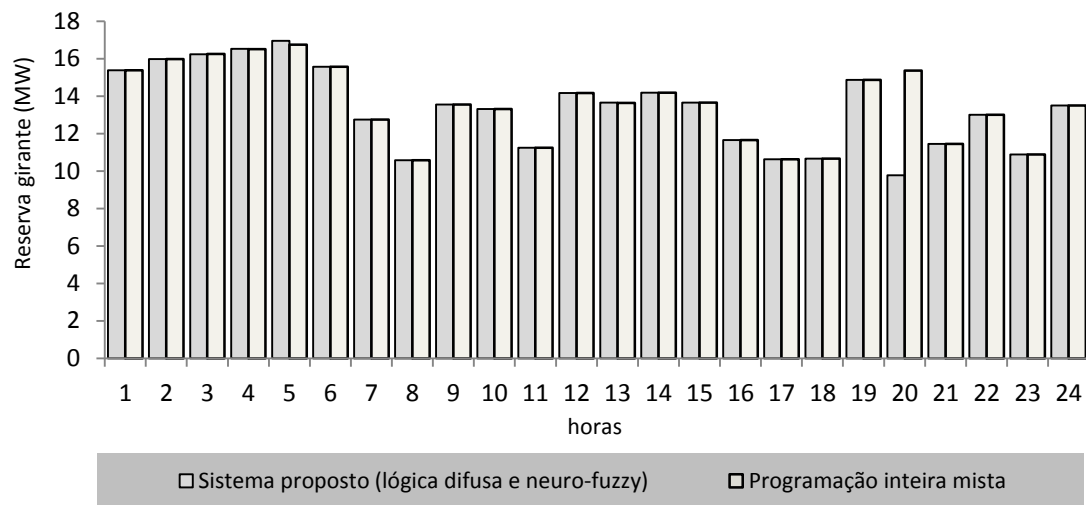


Fig. 52: Comparação da reserva girante entre o sistema proposto *versus* programação inteira mista

No que se refere à disponibilidade da reserva girante, em quase todas as situações ela é disponibilizada pelas duas técnicas de otimização praticamente igual. Embora para o sistema proposto ela é restringida a uma mínima de 9,6 MW e a partir de programação inteira mista ela é restringida a uma mínima de 10 MW. Portanto, é entre 20h00-21h00 que se verifica a diferença da reserva girante disponibilizada pelas metodologias, onde a programação inteira mista disponibiliza uma reserva girante de 5,6 MW superior a apresentada pelo sistema proposto.

Contudo, a grande diferença reside no nível de carga dos geradores que fornecem a reserva girante. Pois, da análise ao despacho da Fig. 50 verifica-se que os geradores que disponibilizam a reserva girante estão geralmente a baixo nível de carga, o que significa que possuem um tempo de resposta superior ao do despacho da Fig. 51.

5.3 Custo de produção

O Quadro 3 sintetiza o custo de produção diário do despacho a partir do sistema proposto e a partir da técnica de programação inteira mista.

	Sistema proposto (<i>lógica</i> difusa e <i>neuro-fuzzy</i>)	Programação Inteira Mista
Despacho sem produção renovável	65.583,03 €	65.619.07 €

Quadro 3: Comparação do custo de produção entre despacho a partir do sistema proposto e programação inteira mista

Conforme se pode verificar no quadro anterior, a optimização a partir do sistema proposto apresenta um custo de produção ligeiramente inferior a optimização a partir de programação inteira mista.

Capítulo VI. Conclusões, limitações e tópicos de investigação futura

6.1 Conclusões

Conforme já foi dito, o principal objectivo desta dissertação é modelar e implementar no Matlab-Simulink um sistema inteligente, que se baseia na lógica difusa e sistema neuro-*fuzzy*, para otimizar automaticamente o despacho e reserva girante em sistemas eléctricos híbridos, baseando na previsão do consumo e produção renovável (eólica e fotovoltaica), com objectivo de aproveitar sempre a produção renovável disponível, permitindo assim reduzir o consumo do fuelóleo e, consequentemente, o custo de produção, enquanto salvaguarda-se as restrições técnicas do sistema e geradores.

Implementando o sistema proposto para o actual sistema eléctrico da ilha de Santiago permitiu-se, por um lado, reduzir a reserva girante mínima necessária de 10 MW para 9,35 MW. Por outro lado, a partir de análise dos resultados obtidos de quatro situações distintas do despacho, como sejam, 1) despacho com produção renovável (eólica e fotovoltaica) indisponível, 2) despacho com produção fotovoltaica disponível e produção eólica indisponível, 3) despacho com produção eólica disponível e produção fotovoltaica indisponível e 4) despacho com produção renovável (eólica e fotovoltaica) disponível, verificou-se o seguinte:

- Os despachos salvaguardam os limites de carga mínima dos geradores recomendados pelos fabricantes (à volta de 50% de potência nominal);
- Os despachos não são abruptos, ou seja, apesar da volatilidade do consumo e produção renovável em SEHIS, os geradores não apresentam variações significativas nas suas potências de um período para outro;
- Os geradores não apresentam mais do que duas comutações ao longo de um dia, apesar da volatilidade do consumo e da produção renovável;
- A reserva girante mínima do sistema é sempre garantida (9,35 MW). Além disso, os níveis médios de carga dos geradores, que também afectam a efectividade da reserva girante, variam entre 58% e 70%. Assim, é expectável, em termos médio, que a reserva girante disponibilizada seja efectiva.

Todavia, é de referir que nos períodos de baixo consumo (01h00-06h00 e 12h00-16h00), nos quais o consumo é à volta de 20 MW, quando há elevada disponibilidade de produção renovável, a carga nos geradores convencionais é reduzida para mínima (à volta de 50% de capacidade nominal) e alguns geradores convencionais são desligados da rede por forma a permitir a máxima penetração de produção renovável disponível. Assim, com os geradores a carga mínima e poucos geradores ligados à rede (baixa inércia) é provável que nestes períodos a reserva girante seja inefectiva. Portanto, para verificar se efectivamente a reserva girante é inefectiva, é necessário conhecer a capacidade de resposta dos geradores no sistema, conhecer o quanto é permitido o abaixamento da frequência sem desencadear o deslastre de carga ou

“apagões” e ainda o quão rápido a frequência da rede deve ser reestabelecida para o nível aceitável.

Quando compara-se os resultados obtidos com a metodologia clássica do despacho, que se baseia em técnicas de programação matemática, nomeadamente a programação inteira mista, verificou-se que o sistema proposto é bastante efectivo.

6.2 Limitações

A principal limitação deve-se ao facto de que as *Toolboxes* de Matlab utilizados na configuração dos controladores do sistema proposto não permitem ter várias saídas. Desta forma, não foi possível propor apenas um controlador que recebesse as três entradas consideradas, a previsão do consumo, a previsão da produção fotovoltaica e a previsão da produção eólica, que determinasse as saídas (*set-points*) para os respectivos geradores do sistema. Uma outra limitação relativamente aos *Toolboxes* utilizados é que as saídas devem ser do mesmo tipo (linear ou constante).

6.3 Tópicos de investigação futura

Com o objectivo de afinar o sistema proposto para o actual sistema eléctrico da Ilha de Santiago, alguns aspectos, nomeadamente relativos ao treino do sistema proposto, devem ser ajustados e outros devem ser incluídos. Como tal, ficam aqui algumas sugestões de ajustes e investigação futura.

- Basear na função custo de produção dos geradores para treinar o sistema proposto, em vez de basear apenas no custo de produção dos geradores à potência nominal.
- Considerar reserva girante em função do maior nível de carga dos geradores ligados à rede, em vez de considerar uma reserva girante constante.
- Basear nas técnicas de inteligência artificial para prever o consumo e produção renovável, e integrá-los no sistema proposto para optimização automática do despacho e reserva girante.
- Basear nas características reais do SEHIS, nomeadamente a capacidade de reposta dos geradores, o desvio máximo da frequência permitido, bem como o quão é desejável recuperar a frequência após perturbações, para aferir a (in) adequação da reserva girante nos momentos de baixo consumo e elevada penetração renovável.

Referências bibliográficas

- [1] L. A. C. Lopes, F. Katiraei, K. Mauch, M. Vandenberg, and L. Arribas, “PV Hybrid Mini-Grids: Applicable Control Methods for Various Situations,” IEA - International Energy Agency, St. Ursen, Switzerland, Technical report Task 11, 2012.
- [2] J. F. Manwell, “Hybrid Energy Systems,” in *Encyclopedia of Energy*, 6th ed., vol. 3, C. J. Cleveland, R. U. Ayres, R. Costanza, M. D. Ilic, R. Kaufmann, A. B. Lovins, M. Munasinghe, R. K. Pachauri, C. S. Pardo, and P. Peterson, Eds. New York: Elsevier Science Publishing Co Inc, 2004, pp. 215 – 229.
- [3] D. Weisser and R. S. Garcia, “Instantaneous wind energy penetration in isolated electricity grids: concepts and review,” *Renewable Energy*, vol. 30, no. 8, pp. 1299–1308, Jul. 2005.
- [4] N. Hamsic, A. Schmelter, A. Mohd, E. Ortjohann, E. Schultze, A. Tuckey, and J. Zimmermann, “Increasing Renewable Energy Penetration in Isolated Grids Using a Flywheel Energy Storage System,” *2007 International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives*, pp. 195–200, Apr. 2007.
- [5] P. A. Stott, “Renewable Variable Speed Hybrid System,” PhD Thesis, University of Edinburgh, Scotland, 2010.
- [6] C. V. Nayar, “High Renewable Energy Penetration Diesel Generator Systems,” in *Paths to Sustainable Energy*, J. Nathwani and A. Ng, Eds. Rijeka, Croatia: InTech, 2010, pp. 512–536.
- [7] K. I. Elamari, “Using electric water heaters (ewhs) for power balancing and frequency control in pv-diesel hybrid mini-grids,” Master Thesis, Concordia University, Canada, 2011.
- [8] M. Deshpande, *Elements of Electric Power Station Design*. New Delhi, India: PHI Learning, 2010.
- [9] ABB, “Technical Application Papers N^o.10: Photovoltaic plants,” ABB, Bergamo, Italy, Technical Application Papers, 2010.
- [10] H. Cherif and J. Belhadj, “Methodology for accurate energy production estimation of photovoltaic power generation station,” in *2012 16th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference*, 2012, pp. 561–566.
- [11] G. M. Masters, *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2004.
- [12] SMA Solar Technology, “PV Grid Integration,” Niestetal, Germany, Report of Technology Compendium 3.4, 2012.

- [13] T. Stetz, "German Guidelines and Laws for PV Grid Integration," Fraunhofer-Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES, Presented at IEA Task 14 Meeting, Beijing, 2011.
- [14] ABB, "Technical Application Papers No.13 : Wind power plants," ABB, Bergamo, Italy, Technical Application Papers, 2011.
- [15] Deutsches Windenergie-Institut GmbH, A/S Tech-wise, and DM Energy, "Wind Turbine Grid Connection and Interaction," Energie, Environnement et Développement Durable, Brussels, Belgium, Technical General Information, 2001.
- [16] I. Margaritis, "Work Package 9 : Electrical grid Power system requirements for high wind penetration Part 3 : Small island grid," European Union, Report Project Upwind, 2007.
- [17] F. Yao, R. C. Bansal, Z. Y. Dong, R. K. Saket, and J. S. Shakya, "Wind Energy Resources: Theory, Design and Applications," in *Handbook of Renewable Energy Technology*, 1st ed., A. F. Zobaa and R. Bansal, Eds. Toh Tuck, Singapore: World Scientific Publishing Co Pte Ltd, 2011, pp. 3–19.
- [18] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems*. Stockholm, Sweden: John Wiley & Sons Ltd., 2005.
- [19] F. Helle, "Large Scale Integration of Wind Energy in the European Power Supply: analysis , issues and recommendations," EWEA, Brussels, Belgium, Technical Report, 2005.
- [20] J. Morren, S. W. H. de Haan, and J. a. Ferreira, "Contribution of DG units to primary frequency control," *European Transactions on Electrical Power*, vol. 16, no. 5, pp. 507–521, Sep. 2006.
- [21] D. G. Infield, D. Ph, M. P, G. W. Slack, B. Eng, and P. N. H. Lipman, "Review of wind / diesel strategies," in *1983 IEEE Physical Science, Measurement and Instrumentation, Management and Education - Reviews.Conference Proceedings A*, 1983, vol. 130, no. 9, pp. 613–619.
- [22] N. Hatziargyriou, G. Contaxis, M. Matos, J. A. P. Lopes, G. Kariniotakis, D. Mayer, J. Halliday, G. Dutton, P. Dokopoulos, A. Bakirtzis, J. Stefanakis, A. Gigantidou, P. O'Donnell, D. McCoy, M. J. Fernandes, J. M. S. Cotrim, and A. P. Figueira, "Energy management and control of island power systems with increased penetration from renewable sources," in *2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.02CH37309)*, 2002, vol. 1, no. C, pp. 335–339.
- [23] N. Hatziargyriou, G. Contaxis, M. Papadopoulos, B. Papadias, M. A. Matos, J. A. Pecos Lopes, E. Nogaret, G. Kariniotakis, J. Halliday, G. Dutton, P. Dokopoulos, A. Bakirtzis, A. Androutsos, J. Stefanakis, and A. B. A. Gigantidou, "Operation and control of island systems-the Crete case," in *2000 IEEE Power Engineering Society*

Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.00CH37077), 2000, vol. 2, no. c, pp. 1053–1056.

- [24] E. Nogaret, G. Stavrakakis, G. Kariniotakis, M. Papadopoulos, N. Hatziaargyriou, A. Androutsos, S. Papathanassiou, J. A. P. Lopes, J. Halliday, G. Dutton, J. Gatopoulos, and V. Karagounis, “An advanced control system for the optimal operation and management of medium size power systems with a large penetration from renewable power sources,” *Renewable Energy*, vol. 12, no. 2, pp. 137–149, Oct. 1997.
- [25] S. Salam, “Unit Commitment Solution Methods,” *World Academy of Science, Engineering and Technology*, vol. 26, no. December, pp. 600–605, 2007.
- [26] S. C. Pandian and K. Duraiswamy, “Fuzzy logic implementation for solving the unit commitment problem,” in *2004 International Conference on Power System Technology, 2004. PowerCon 2004.*, 2004, vol. 1, no. November, pp. 413–418.
- [27] P. K. Singhal and R. N. Sharma, “Dynamic programming approach for solving power generating unit commitment problem,” in *2011 2nd International Conference on Computer and Communication Technology (ICCT-2011)*, 2011, no. 5, pp. 298–303.
- [28] S. Singh, “Economic Load Dispatch Using Fuzzy Logic Controlled Genetic Algorithm,” Master Thesis, Thapar University, India, 2009.
- [29] M. S. Nagaraja, “Optimum Generation Scheduling for Thermal Power Plants using Artificial Neural Network,” *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*, vol. 1, no. 2, pp. 135–140, 2011.
- [30] R. Kaur, “Optimal Short-term Thermal Unit Commitment Using Neural Network,” Master Thesis, Thapar University, India, 2008.
- [31] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, *Power Generation, Operation, and Control*, 2nd ed., vol. 37, no. 3. Wiley-Interscience, 1996.
- [32] S. Panta and S. Premrudeepreechacharn, “Economic dispatch for power generation using artificial neural network ICPE’07 conference in Daegu, Korea,” in *2007 7th International Conference on Power Electronics*, 2007, pp. 558–562.
- [33] M. a. Ortega-Vazquez and D. S. Kirschen, “Estimating the Spinning Reserve Requirements in Systems With Significant Wind Power Generation Penetration,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 1, pp. 114–124, Feb. 2009.
- [34] F. Olsina and C. Larisson, “Optimization of Spinning Reserve in Stand- alone Wind- Diesel Power Systems,” in *Wind Power*, no. June, S. Muyeen, Ed. InTech, Published, 2010, p. 558.
- [35] E. Dialynas, L. Daoutis, C. Toufexis, and I. Charalambous, “Reliability and reserve capacity assessment of isolated power systems with increased penetration of renewable energy sources,” in *7th Mediterranean Conference and Exhibition on Power*

Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MedPower 2010), 2010, no. November, pp. 242–242.

- [36] C. C. Wu and N. Chen, “Online methodology to determine reasonable spinning reserve requirement for isolated power systems,” *IEEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 150, no. 4, p. 455, 2003.
- [37] A. Abu-jasser, “Solving the Unit Commitment Problem Using Fuzzy Logic,” *International Journal of Computer and Electrical Engineering*, vol. 3, no. 6, pp. 824–829, 2011.
- [38] D. P. Kadam, P. M. Sonwane, V. P. Dhote, B. E. Kushare, and M. Ieee, “Fuzzy Logic Algorithm for Unit Commitment Problem,” no. June, pp. 4–7, 2009.
- [39] H. Y. Yamin, “Review on methods of generation scheduling in electric power systems,” *Electric Power Systems Research*, vol. 69, no. 2–3, pp. 227–248, May 2004.
- [40] S. Sen and D. P. Kothari, “Optimal thermal generating unit commitment: a review,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 20, no. 7, pp. 443–451, Oct. 1998.
- [41] M. Fozdar, C. M. Arora, and V. R. Gottipati, “Recent trends in intelligent techniques to power systems,” in *2007 42nd International Universities Power Engineering Conference*, 2007, no. 1, pp. 580–591.
- [42] S. Saneifard, N. R. Prasad, and H. A. Smolleck, “A fuzzy logic approach to unit commitment,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, no. 2, pp. 988–995, May 1997.
- [43] R. Kaur, Maninder Dhaliwal, “Fuzzy logic and neural network approach to short term thermal unit commitment,” *International Journal of Advanced Engineering Technology*, vol. 3, pp. 2–5, 2012.
- [44] N. Harun and S. Faizal, “Fuzzy Logic System For Optimization of Thermal Generator Unit Operation On Peak Load Conditions,” 2000.
- [45] N. P. Padhy, S. R. Paranjothi, and V. Ramachandran, “A hybrid fuzzy neural network-expert system for a short term unit commitment problem,” *Microelectronics Reliability*, vol. 37, no. 5, pp. 733–737, May 1997.
- [46] N. P. Padhy, “Unit commitment using hybrid models: a comparative study for dynamic programming, expert system, fuzzy system and genetic algorithms,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 23, no. 8, pp. 827–836, Nov. 2001.
- [47] L.-R. Chang-Chien, C. Chien, and T. Hu, “Adaptive regulating reserve scheduling for the isolated power system,” *European Transactions on Electrical Power*, p. n/a–n/a, Aug. 2011.

- [48] I. Askerbeyli and J. Abduljabar, “Using fuzzy logic methods for carbon dioxide control in carbonated beverages,” *International Journal of Electrical & Computer Sciences (IJECS-IJENS)*, vol. 03, no. June 2011, pp. 104–116, 2011.
- [49] E. Camponogara, “Introdução à Inteligência Computacional,” Universidade Federal de Santa Catarina: Departamento de Automação e Sistemas, Santa Catarina, Brasil, Documentation, 2006.
- [50] M. E. El-Hawary, *Electric Power Applications of Fuzzy Systems*. New York, US: Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 1998.
- [51] Mathworks, “Fuzzy Logic Toolbox TM,” MathWorks, Inc., Natick, MA, User’s Guide, 2011.
- [52] C. V. Ribeiro, R. R. Goldschmidt, and R. Choren, “Métodos para previsão de séries temporais e suas tendências de desenvolvimento,” Monografia, Instituto Militar de Engenharia, Brasil, 2009.
- [53] S. N. Sivanandam, S. Sumathi, and S. N. Deepa, *Introduction to Fuzzy Logic using MATLAB*. Berlin, Germany: Springer, 2007.
- [54] R. T. Fernandes, “Supervisão de um sistema híbrido eólico / diesel usando lógica fuzzy,” Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, Brasil, 2005.
- [55] L. C. M. de Andrade, “Abordagem Neurofuzzy Para Previsão de Demanda de Energia Elétrica no Curtíssimo Prazo,” Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo, Brasil, 2010.
- [56] Gesto Energia S.A., “Plano Energético Renovável de Cabo Verde.,” Direção-Geral de Energia, Praia, Cabo Verde, Anexo A: Caracterização do Sector Eléctrico Actual, 2011.
- [57] N. G. Mortensen, J. C. Hansen, and J. Delgado, “Cape Verde Wind Farm Extension Project,” Risø , Carl Bro , DPC e ELECTRIC, Praia, Cabo Verde, Task 1 : Meteorological Measurements Interim Report 4 Edition, 2002.
- [58] Gabinete de Advocacia Consultoria e Procuradoria Jurídica and SKM, “Estudo de Impacte Ambiental,” Governo de Cabo Verde, Praia, Cabo Verde, Resumo Não Técnico, 2009.
- [59] Lab-Volt Ltd., “Introduction to Wind Power,” Lab-Volt Ltd., Canada, Courseware Sample, 2010.

Anexo 1 Formulação matemática do problema de otimização no Gams

* COMISSIONAMENTO DE GRUPOS termicos de produção de energia
 * electrica para satisfazer um diagrapha de carga com condição
 * de reserva girante e com as restricoes impostas pelas condicoes
 * tecnicas de operacao dos grupos geradores

SETS

t indice dos periodos de tempo /0*24/

g indice dos grupos geradores /1*9/

TABLE GenDATA(g,*) caracteristicas dos grupos geradores

PMIN PMAX GD GS A B CA CP

* Pmin Pmax Gradiente Gradiente Custo Custo Custo Custo

* descida subida fixo variavel arranque paragem

* (MW) (MW) (MW/h) (MW/h) (€/h) (€/MWh) (€) (€)

1	5	10	10	10	0	118.25	0.0001	0.0001
2	5	10	10	10	0	118.25	0.0001	0.0001
3	4	7.4	7.4	7.4	0	118.25	0.0001	0.0001
4	4	7.4	7.4	7.4	0	118.25	0.0001	0.0001
5	3	5.6	5.6	5.6	0	121	0.0001	0.0001
6	3	5.6	5.6	5.6	0	121	0.0001	0.0001
7	1.5	2.5	2.5	2.5	0	163.4	0.0001	0.0001
8	1.5	2.5	2.5	2.5	0	163.4	0.0001	0.0001
9	1.5	2.5	2.5	2.5	0	181.6	0.0001	0.0001;

TABLE LoadDATA(t,*) diagrama de carga e margem de reserva

D R

* Carga Reserva

* (MW) (MW)

1	19.41	10
2	18.82	10
3	18.55	10
4	18.28	10
5	18.05	10
6	19.23	10
7	22.05	10
8	24.22	10
9	26.85	10
10	27.09	10
11	23.55	10
12	20.63	10
13	21.15	10
14	20.61	10
15	21.14	10
16	23.14	10
17	24.16	10
18	24.14	10
19	31.12	10
20	30.63	10
21	28.95	10
22	27.39	10
23	23.91	10
24	21.29	10

;

VARIABLES

z funcao objectivo - custo total de producao

p(g,t) potencia do gerador g no periodo t

v(g,t) igual a 1 se o gerador g esta comissionado no periodo t

```

y(g,t) igual a 1 se o gerador g arranca no periodo t
s(g,t) igual a 1 se o gerador g e desligado no periodo t
;

POSITIVE VARIABLES p(g,t);

* Variaveis de estado sao modeladas por variaveis binarias

BINARY VARIABLES v(g,t),y(g,t),s(g,t);

* Inicializacao dos geradores: desligados no periodo inicial

v.fx(g,'0')=0;
p.fx(g,'0')=0;

EQUATIONS

CUSTO equacao funcao objectivo - custo total de producao
PMAXLIM(g,t) equacao de potencia maxima
PMINLIM(g,t) equacao de potencia minima
BALANCO(t) equacao de balanço producao-carga
RESERVA(t) equacao de reserva girante
LOGICA(g,t) equacao logica de subida descida e comissionamento
SUBIDA(g,t) equacao de maxima rampa de subida
DESCIDA(g,t) equacao de maxima rampa de descida
;

** A funcao objectivo corresponde ao custo total de producao
** As restantes equacoes sao definidas para todos os periodos de tempo
** excepto o periodo inicial (t=0). Para modelar esta excepcao
** utiliza-se a condicao $(ord(t) GT 0)

CUSTO .. z =e= SUM((t,g), GenDATA(g,'A')*v(g,t)+GenDATA(g,'B')*p(g,t)
+ GenDATA(g,'CA')*y(g,t)+GenDATA(g,'CP')*s(g,t));

PMAXLIM(g,t)$(ord(t) GT 0) .. p(g,t) =l= GenDATA(g,'PMAX')*v(g,t);

PMINLIM(g,t)$(ord(t) GT 0) .. p(g,t) =g= GenDATA(g,'PMIN')*v(g,t);

BALANCO(t)$(ord(t) GT 0) .. SUM(g,p(g,t)) =e= LoadDATA(t,'D');

RESERVA(t)$(ord(t) GT 0) .. SUM(g,GenDATA(g,'PMAX')*v(g,t)) =g=
LoadDATA(t,'D') + LoadDATA(t,'R');

LOGICA(g,t)$(ord(t) GT 0) .. y(g,t)-s(g,t) =e= v(g,t)-v(g,t-1);

SUBIDA(g,t)$(ord(t) GT 0) .. p(g,t)-p(g,t-1) =l= GenDATA(g,'GS');

DESCIDA(g,t)$(ord(t) GT 0) .. p(g,t-1)-p(g,t) =l= GenDATA(g,'GD')
;

* Modelo sem as restricoes de gradientes e de reserva
MODEL CG1 /CUSTO,PMAXLIM,PMINLIM,BALANCO,LOGICA/;

* Modelo sem as restricoes de gradiente de subida e descida
MODEL CG2 /CUSTO,PMAXLIM,PMINLIM,BALANCO,RESERVA,LOGICA/;

* Modelo com todas as restricoes
MODEL CG3 /ALL/;

SOLVE CG2 USING mip MINIMIZING z;

DISPLAY z.l, p.l, v.l, y.l, s.l;

```